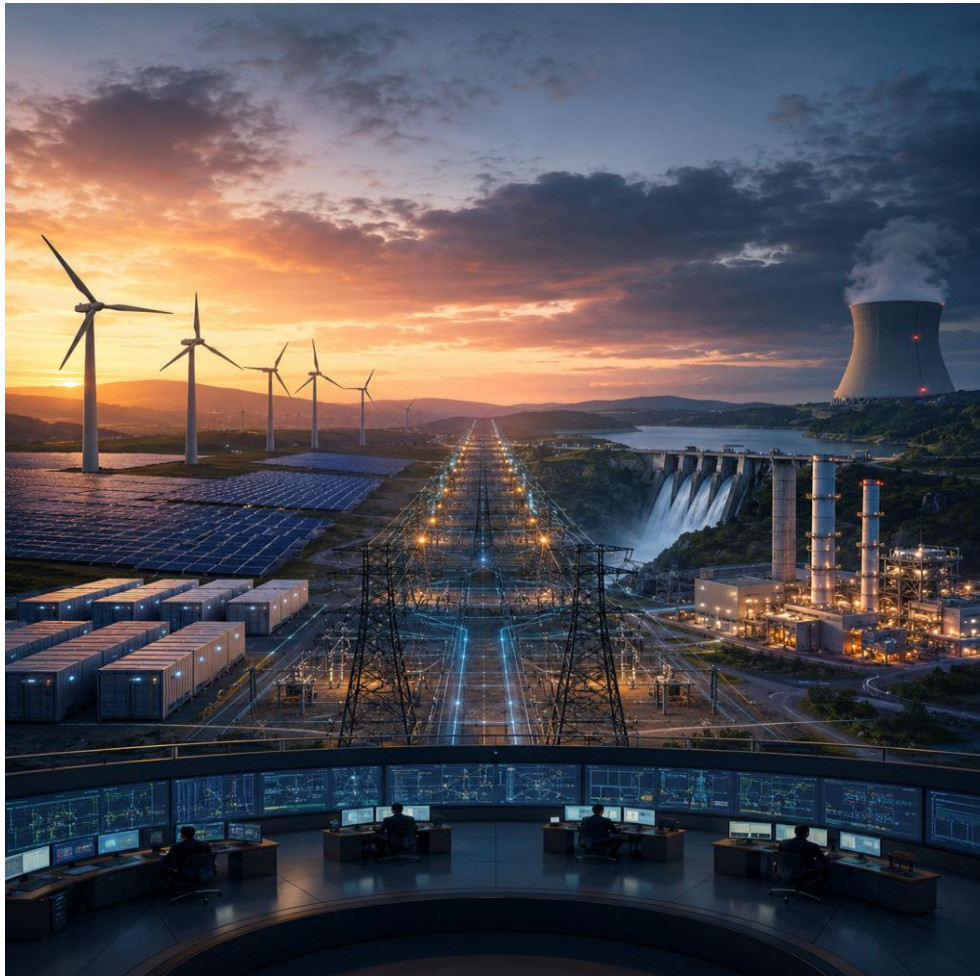


O F-LCOE da IRENA e a ilusão da electricidade renovável firme barata

Uma análise crítica à comparação entre renováveis com baterias e tecnologias clássicas firmes



por

João de Jesus Ferreira¹

Cascais, 10 de Maio de 2026

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

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

Membro do Observatório da Indústria, Inovação e Energia da SEDES (OBSIIE)

O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia.

ÍNDICE

RESUMO	3
ABSTRACT	4
1. SUMÁRIO EXECUTIVO	5
2. INTRODUÇÃO	6
3. A IRENA: AGÊNCIA TÉCNICA OU PROMOTORA SECTORIAL?	7
4. O QUE O RELATÓRIO DA IRENA REALMENTE CALCULA	8
5. DO LCOE AO F-LCOE: AVANÇO METODOLÓGICO, MAS INSUFICIENTE	9
6. O PROBLEMA CENTRAL: F-LCOE NÃO É SYSTEM LCOE	10
7. CUSTOS SISTÉMICOS OMITIDOS OU SUBAVALIADOS	11
8. COMPARAÇÃO CORRIGIDA COM TECNOLOGIAS CLÁSSICAS FIRMES	16
9. APLICAÇÃO AO CASO PORTUGUÊS	20
10. QUADRO-SÍNTESE FINAL	23
11. CONCLUSÕES	24
12. BIBLIOGRAFIA	26

Resumo

O relatório da IRENA “*24/7 Renewables: The Economics of Firm Solar and Wind*” representa um avanço face ao uso simplista do LCOE convencional, ao reconhecer que a produção solar fotovoltaica e eólica não pode ser avaliada apenas pelo custo médio da energia produzida. A própria IRENA admite que a variabilidade meteorológica e horária destas tecnologias exige armazenamento, sobredimensionamento de capacidade e soluções de flexibilidade para transformar produção variável em fornecimento firme. Para esse efeito, introduz a métrica **F-LCOE – Firm Levelised Cost of Electricity**, apresentada como uma referência de projecto para calcular o custo de electricidade renovável firme, combinando solar, eólica, baterias e capacidade adicional.

Contudo, o relatório deve ser lido criticamente. A IRENA não é uma entidade neutra no debate energético: a sua missão institucional é promover a adopção generalizada e o uso sustentável das energias renováveis. Esta missão é legítima, mas introduz um enviesamento institucional de partida quando a agência avalia a competitividade económica das tecnologias cuja promoção constitui a sua razão de existência.

A crítica central deste artigo é que o **F-LCOE não é System LCOE**. O F-LCOE inclui armazenamento e sobredimensionamento a nível de projecto, mas não incorpora integralmente os custos sistémicos necessários à operação segura de uma rede eléctrica real: reforços de rede, reserva operacional, estabilidade dinâmica, controlo de tensão, inércia sintética ou síncrona, serviços de sistema, curtailment, redispatch, black start, adequação de potência, armazenamento de longa duração e capacidade firme. A comparação correcta entre renováveis variáveis e tecnologias clássicas firmes deve ser feita em termos de equivalência funcional: energia entregue quando necessária, potência firme, segurança de abastecimento, estabilidade e serviços de sistema.

A conclusão é que as soluções apresentadas pela IRENA são tecnicamente relevantes e economicamente interessantes, mas não são tão completas nem tão favoráveis como a leitura promocional do relatório pode sugerir. Para Portugal, onde a penetração renovável já é elevada, a análise deve deslocar-se do LCOE simples e mesmo do F-LCOE para uma abordagem de **custo sistémico total**.

Abstract

The IRENA report “**24/7 Renewables: The Economics of Firm Solar and Wind**” marks a relevant methodological step beyond conventional LCOE by acknowledging that variable renewable electricity cannot be assessed solely on the basis of average generation costs. Solar PV and onshore wind require storage, generation overbuild and flexibility options to provide continuous and dependable supply. IRENA introduces the concept of **Firm Levelised Cost of Electricity – F-LCOE** as a project-level benchmark to assess the economics of firm renewable power.

However, this report should be interpreted with caution. IRENA is not a neutral arbiter in technology comparison: its institutional mission is to promote the widespread adoption and sustainable use of renewable energy. This does not invalidate its data, but it requires methodological scrutiny when the agency compares renewable technologies with conventional firm generation.

The central argument of this paper is that **F-LCOE is not System LCOE**. F-LCOE is a project-level metric; it does not fully include grid reinforcement, system balancing, inertia, voltage control, operating reserves, redispatch, curtailment, black-start capability, long-duration storage, adequacy requirements and firm capacity costs. Therefore, comparisons between renewable-plus-storage systems and conventional firm technologies must be made on a functionally equivalent basis: delivered electricity when required, firm capacity, system security, operational stability and ancillary services.

The paper concludes that renewable-plus-storage systems are important and increasingly competitive, but their economics are less favourable when assessed at full system level. For Portugal, the relevant planning metric is not simple LCOE, nor even F-LCOE alone, but a comprehensive System LCOE.

1. Sumário Executivo

O relatório da IRENA sobre electricidade renovável “24/7” procura demonstrar que a combinação de solar fotovoltaica, eólica onshore e baterias pode fornecer electricidade firme a custos cada vez mais competitivos. A ideia central é simples: a forte redução de custos da solar, da eólica e das baterias permitiria transformar produção renovável variável em fornecimento contínuo, com custos comparáveis ou inferiores aos de nova geração fóssil. A própria IRENA publicou uma nota institucional afirmando que as renováveis 24/7 estariam a superar os combustíveis fósseis em custo firme, e a Reuters sintetizou o relatório no mesmo sentido.

O mérito do relatório é reconhecer que o **LCOE convencional** é insuficiente. Durante anos, a discussão pública confundiu o baixo custo médio da energia solar ou eólica com o baixo custo da electricidade entregue ao sistema. O relatório da IRENA corrige parcialmente essa simplificação ao introduzir o **F-LCOE**, que acrescenta o custo de baterias, sobredimensionamento e firming. A própria IRENA afirma que transformar geração variável em fornecimento firme exige baterias para deslocar energia entre horas e, em muitos casos, capacidade adicional para cobrir períodos de recurso insuficiente.

Mas o avanço é limitado. O F-LCOE é definido pela IRENA como uma métrica de **projecto**, não como uma métrica completa de sistema eléctrico. O próprio relatório reconhece que a fiabilidade usada na sua metodologia é uma métrica simplificada, baseada na cobertura energética anual de uma carga horária plana, e que difere dos conceitos clássicos de fiabilidade de sistemas eléctricos, que incluem adequação de potência e segurança face a perturbações súbitas.

Este ponto é decisivo. Um sistema eléctrico não precisa apenas de MWh. Precisa de potência disponível, frequência estável, controlo de tensão, reserva, capacidade de resposta a contingências, protecções coordenadas, capacidade de reposição de serviço, margem de adequação e robustez perante eventos extremos. Estes elementos têm custo económico e valor técnico. Quando não são devidamente contabilizados, a comparação entre renováveis variáveis e tecnologias clássicas firmes fica distorcida.

A IRENA não é uma entidade independente no sentido estrito do termo. É uma agência internacional com missão explícita de promover a adopção das energias renováveis. Isto não significa que os seus dados devam ser ignorados, mas significa que as suas conclusões devem ser sujeitas a escrutínio crítico. Em linguagem directa, a IRENA é, neste debate, simultaneamente promotora e avaliadora: em certa medida, **a raposa no galinheiro**.

Há ainda uma limitação adicional, que importa sublinhar: a firmeza obtida por pares **renovável + bateria** ao nível de projecto não é automaticamente generalizável ao sistema eléctrico agregado. Vários projectos sujeitos ao mesmo recurso solar ou eólico apresentam produções fortemente correlacionadas, pelo que a sua agregação não produz necessariamente uma firmeza equivalente à da diversificação de tecnologias clássicas despacháveis. Acresce que esta firmeza pode exigir sobredimensionamentos muito elevados. No exemplo referido no **World Energy Outlook 2025**, assegurar **100 MW de potência de base com 95% de disponibilidade** pode exigir cerca de **600 MW de fotovoltaica e 400 MW de baterias** (400 MW / 1 600 MWh). Esta ordem de grandeza mostra que a “firmeza” renovável não resulta apenas da adição de baterias; implica elevada potência instalada, energia excedentária, necessidade residual de backup e custos sistémicos que não podem ser ignorados.

A conclusão deste artigo é que o relatório da IRENA deve ser lido como uma contribuição útil para a discussão sobre renováveis firmes, mas não como demonstração definitiva de superioridade económica das renováveis com baterias face às tecnologias clássicas. A comparação correcta exige **System LCOE**, crédito de capacidade, custos de integração, redes, estabilidade, reserva, serviços de sistema e segurança de abastecimento.

2. Introdução

A transição eléctrica tem sido frequentemente apresentada através de uma narrativa simples: a solar fotovoltaica e a eólica são hoje as formas mais baratas de produzir electricidade; logo, a expansão renovável seria a solução economicamente óbvia para substituir as tecnologias convencionais. Esta narrativa apoia-se, em larga medida, no uso do **LCOE – Levelised Cost of Electricity**, métrica que calcula o custo médio de produção de electricidade ao longo da vida útil de um activo.

O problema é que o LCOE convencional mede apenas uma parte da realidade. Uma central solar com LCOE baixo produz energia barata quando há sol. Uma central eólica com LCOE baixo produz energia barata quando há vento. Mas um sistema eléctrico não é uma colecção de médias anuais; é uma infra-estrutura física que tem de equilibrar, em cada instante, produção e consumo, mantendo a frequência, a tensão, as reservas e a estabilidade dinâmica dentro de limites estritos.

É neste contexto que surge o relatório da IRENA “**24/7 Renewables: The Economics of Firm Solar and Wind**”, publicado em Maio de 2026. O relatório procura responder a uma questão mais exigente do que o LCOE convencional: quanto custa transformar solar e

eólica variáveis em electricidade firme, contínua e contratualmente utilizável? Para isso, a IRENA introduz a métrica **F-LCOE – Firm Levelised Cost of Electricity**, definida como referência de projecto para avaliar o custo da electricidade renovável firme.

Esta abordagem tem mérito. Reconhece que o custo relevante das renováveis variáveis não é apenas o custo da energia gerada, mas também o custo de a tornar disponível quando necessária. No entanto, o relatório também levanta problemas metodológicos relevantes. O principal é que o F-LCOE continua a ser uma métrica parcial, centrada no projecto, e não uma métrica completa de sistema.

O objectivo deste artigo é, por isso, duplo. Primeiro, analisar criticamente a independência institucional da **IRENA** enquanto entidade avaliadora das tecnologias renováveis. Segundo, demonstrar que a comparação entre renováveis com baterias e tecnologias clássicas firmes só é tecnicamente válida se for feita em termos de **custo sistémico total**, e não apenas em termos de F-LCOE.

3. A IRENA: agência técnica ou promotora sectorial?

A **IRENA – International Renewable Energy Agency** – é uma organização intergovernamental dedicada às energias renováveis. A sua missão oficial é promover a adopção generalizada e o uso sustentável de todas as formas de energia renovável, incluindo bioenergia, geotermia, hídrica, energia oceânica, solar e eólica.

Esta missão é legítima. As organizações internacionais têm mandatos próprios: a Agência Internacional de Energia Atómica promove a cooperação no domínio nuclear; a Agência Internacional de Energia tem uma origem ligada à segurança energética dos países consumidores; a **IRENA** promove as renováveis. O problema surge quando uma entidade com missão promocional é tratada como árbitro neutro de comparação entre tecnologias concorrentes.

A **IRENA** não é uma agência independente de avaliação tecnológica no sentido estrito. É uma agência comprometida institucionalmente com a expansão das energias renováveis. Essa característica não invalida os seus dados estatísticos, nem torna automaticamente erradas as suas análises. Mas obriga a uma leitura crítica dos seus relatórios, sobretudo quando estes procuram demonstrar que as tecnologias promovidas pela própria agência são economicamente superiores às alternativas.

Este ponto deve ser formulado com precisão. Não se trata de acusar a **IRENA** de manipulação deliberada. Trata-se de reconhecer um **enviesamento institucional de missão**. Quando a entidade que promove uma determinada família tecnológica é também a entidade que avalia a sua competitividade, há um risco evidente de selecção favorável de pressupostos, métricas, comparadores e enquadramentos.

A expressão popular **“a raposa no galinheiro”** é dura, mas traduz bem a situação: uma entidade estruturalmente orientada para promover renováveis está a apresentar uma avaliação que conclui pela crescente superioridade económica das renováveis. O dever de uma análise técnica independente é, portanto, verificar o perímetro dos custos considerados, os custos omitidos, o grau de equivalência funcional entre tecnologias comparadas e a robustez das conclusões.

O relatório da **IRENA** deve, assim, ser usado como fonte de informação, mas não como juízo final. É um documento de uma entidade tecnicamente competente, mas institucionalmente comprometida com uma determinada direcção de política energética.

4. O que o relatório da IRENA realmente calcula

O relatório calcula o custo de converter produção renovável variável em fornecimento firme, usando uma combinação de:

- solar fotovoltaica;
- eólica onshore;
- baterias de iões de lítio;
- sobredimensionamento da capacidade renovável;
- complementaridade parcial entre recursos;
- optimização de projecto para cumprir determinado nível de fiabilidade.

A **IRENA** reconhece que a produção solar e eólica varia com o tempo meteorológico e com a hora do dia, pelo que fornecer energia continuamente exige investimentos adicionais em armazenamento, capacidade adicional e flexibilidade. O relatório apresenta o F-LCOE como uma métrica de projecto para captar esses custos adicionais.

A metodologia baseia-se numa carga horária plana. Isto significa que o sistema modelado procura fornecer uma quantidade constante de electricidade ao longo de todas as horas do ano. A **IRENA** justifica esta opção como forma de criar uma comparação homogénea

entre tecnologias, locais e anos, mas reconhece que **esse perfil não representa a operação ótima de sistemas eléctricos reais.**

Este detalhe é crucial. A carga real de um país não é plana. Tem variação diária, semanal e sazonal. Tem pontas de consumo, vales nocturnos, efeitos de temperatura, perfis industriais, consumo doméstico, mobilidade eléctrica, bombagem, centros de dados, autoconsumo e elasticidade limitada. Modelar uma carga plana pode ser útil como exercício analítico, mas não representa o verdadeiro problema de planeamento de um sistema eléctrico.

O relatório também define a fiabilidade de forma simplificada. A fiabilidade é medida como a percentagem da procura anual horária que a configuração renovável consegue satisfazer. A própria **IRENA** reconhece que esta definição difere da fiabilidade clássica em engenharia de sistemas eléctricos, que inclui adequação — capacidade de satisfazer a ponta — e segurança — resistência a perturbações súbitas, como falhas de geradores ou linhas de transporte.

Assim, o que a **IRENA** calcula é uma métrica útil, mas limitada: **o custo de uma configuração renovável híbrida capaz de fornecer uma carga plana com determinado grau de cobertura energética.** O que não calcula é o custo completo de garantir um sistema eléctrico nacional seguro, robusto, estável e permanentemente equilibrado.

5. Do LCOE ao F-LCOE: avanço metodológico, mas insuficiente

O LCOE convencional responde à pergunta: quanto custa produzir um MWh ao longo da vida útil de uma central? Esta pergunta é útil, mas incompleta. No caso de tecnologias despacháveis, como centrais térmicas, hídrica de albufeira ou biomassa, o LCOE aproxima-se mais do valor operacional da tecnologia, porque existe maior capacidade de decidir quando produzir. No caso da solar e da eólica, o LCOE mede energia produzida, mas não mede a sua disponibilidade no momento necessário.

O F-LCOE representa um avanço porque reconhece que a energia variável tem de ser transformada. A **IRENA** afirma que a transformação de geração variável em fornecimento firme exige baterias para deslocar energia entre horas e, frequentemente, capacidade adicional para cobrir períodos de recurso insuficiente.

O próprio relatório mostra que o custo de *firming* não é marginal. No exemplo de uma central solar fotovoltaica de 100 MW em Las Vegas, a **IRENA** indica um LCOE simples de cerca de **43 USD/MWh**, mas um F-LCOE de cerca de **113 USD/MWh** para um alvo de

fiabilidade de 95%, com cerca de **592 MWh de bateria** e **62 MW adicionais** de solar. O prémio de *firming* é, neste caso, cerca de **70 USD/MWh**.

Este resultado é muito relevante: demonstra que a electricidade renovável firme pode custar várias vezes mais do que o LCOE simples da tecnologia de base. Em termos conceptuais, a própria **IRENA** confirma que o discurso assente apenas no LCOE das renováveis era incompleto.

Contudo, o F-LCOE ainda não resolve o problema. Inclui baterias e sobredimensionamento no perímetro do projecto, mas **não integra todos os custos que emergem quando milhões de consumidores dependem de um sistema eléctrico nacional real**. A transição do LCOE para o F-LCOE é necessária, mas não suficiente. O passo seguinte é o **System LCOE**.

6. O problema central: F-LCOE não é System LCOE

A distinção essencial pode ser sintetizada da seguinte forma:

Métrica	Pergunta a que responde	Limitação principal
LCOE	Quanto custa produzir um MWh?	Ignora perfil horário, firmeza e integração no sistema.
F-LCOE	Quanto custa firmar um projecto renovável com baterias e sobredimensionamento?	Continua centrado no projecto e não no sistema eléctrico completo.
System LCOE	Quanto custa entregar energia útil, firme e segura ao sistema?	Exige modelação nacional, dados horários, rede, reservas, estabilidade e adequação.

O F-LCOE da **IRENA** é um indicador de projecto. O relatório assume explicitamente uma abordagem de *benchmark* ao nível do activo, construída para ser transparente e replicável. A própria IRENA afirma que a abordagem sistémica continua essencial para planear sistemas eléctricos fiáveis e para avaliar a flexibilidade necessária em cenários de elevada penetração renovável.

Esta admissão é importante: a **IRENA** sabe que o F-LCOE não substitui modelos de sistema. Porém, a forma como os resultados são comunicados pode induzir uma leitura excessivamente favorável, sugerindo que renováveis com baterias já competem plenamente com tecnologias convencionais. A nota de imprensa da própria IRENA afirma que as renováveis 24/7 superam os fósseis em custos firmes, e a cobertura mediática transmitiu essa mensagem de forma directa.

O problema é que uma tecnologia firme clássica não fornece apenas energia. Fornece também, consoante o tipo de activo:

- potência disponível;
- despachabilidade;
- reserva;
- inércia;
- regulação primária, secundária ou terciária;
- controlo de tensão;
- potência reactiva;
- capacidade de resposta a contingências;
- contribuição para adequação de potência;
- capacidade de funcionamento prolongado;
- suporte à reposição de serviço.

Se estes atributos não forem valorizados de forma explícita, a comparação entre renováveis firmadas ao nível de projecto e tecnologias clássicas firmes fica incompleta.

O produto eléctrico relevante não é “MWh produzido”. É **MWh entregue quando necessário, com potência firme e serviços de sistema associados**. O F-LCOE aproxima-se desta realidade, mas não a esgota.

7. Custos sistémicos omitidos ou subavaliados

1. Reforços de rede

A expansão de solar e eólica exige rede. A produção renovável é instalada onde há recurso e disponibilidade territorial, não necessariamente onde há consumo ou capacidade de evacuação. Isto cria necessidades de reforço da rede de transporte e distribuição, novas subestações, linhas, sistemas de controlo, automatismos e mecanismos de gestão de congestões.

O F-LCOE da **IRENA** não incorpora de forma completa estes custos específicos de cada sistema nacional. A métrica pode considerar certos custos de projecto, mas não substitui uma análise de rede com fluxos de potência, contingências N-1, perfis horários, restrições locais e limites de tensão.

2. Curtailment

Quanto maior a penetração renovável, maior a probabilidade de produção excedentária em horas de sol forte, vento abundante e procura reduzida. A energia cortada representa capital investido que não gera valor económico. O curtailment é, por isso, uma forma de custo sistémico.

O problema torna-se mais relevante em sistemas pequenos, com interligações limitadas e elevada concentração temporal da produção renovável. Portugal, integrado no sistema ibérico, mas condicionado pela fraca interligação da Península Ibérica com o resto da Europa, é particularmente sensível a este fenómeno.

3. Reserva operacional

A variabilidade e a incerteza de previsão aumentam a necessidade de reserva. Mesmo que a previsão meteorológica seja boa, o sistema tem de estar preparado para desvios de produção, rampas súbitas, perda de geração, perda de linhas e variações inesperadas da procura.

As baterias podem prestar serviços de resposta rápida, mas a reserva de energia sustentada durante várias horas ou dias exige capacidade adicional. Essa capacidade tem custo fixo, mesmo que produza poucos MWh.

4. Estabilidade dinâmica

A substituição de máquinas síncronas por conversores electrónicos altera profundamente a física do sistema eléctrico. A inércia electromecânica diminui, a resposta natural à variação de frequência reduz-se e a estabilidade de tensão passa a depender de controlos electrónicos mais complexos.

Para compensar esta alteração, são necessários:

- compensadores síncronos;
- STATCOM;
- SVC;
- conversores *grid-forming*;
- requisitos LVRT/HVRT;
- controlo avançado de inversores;
- protecções adaptativas;

- monitorização fasorial;
- automatismos de estabilidade.

Estes elementos têm custos de investimento, operação, manutenção e coordenação técnica. Não podem ser ignorados numa comparação séria.

5. Controlo de tensão e energia reactiva

A produção solar e eólica ligada por inversores pode contribuir para o controlo de tensão, mas isso exige requisitos técnicos, capacidade de controlo, margens de operação e coordenação com o operador da rede. A prestação de energia reactiva não é automaticamente equivalente à de máquinas síncronas convencionais.

A estabilidade de tensão é particularmente crítica em redes extensas, com produção dispersa e fluxos variáveis. O custo de manter perfis de tensão adequados faz parte do custo de sistema.

6. *Black start* e reposição de serviço

As centrais convencionais e algumas hídricas têm papel relevante na reposição de serviço após apagões. A capacidade de *black start* não é apenas um detalhe técnico; é um atributo essencial de resiliência.

Sistemas dominados por conversores electrónicos podem prestar funcionalidades avançadas, mas a capacidade de recompor uma rede após colapso exige arquitectura específica, ensaios, coordenação e equipamentos certificados. Estes custos raramente aparecem em métricas simplificadas.

7. Adequação de potência e crédito de capacidade

A potência instalada não equivale a potência firme. Uma central solar não contribui para a ponta nocturna salvo se estiver associada a armazenamento suficiente. A eólica pode ter algum crédito de capacidade, mas este depende da correlação entre vento e ponta de consumo. Uma bateria de quatro horas pode fornecer potência durante quatro horas, mas não durante uma semana de baixo recurso.

O crédito de capacidade é, por isso, central. Comparar 1 MW solar, 1 MW eólico, 1 MW de CCGT, 1 MW nuclear ou 1 MW hídrico como se fossem equivalentes é um erro técnico.

8. Armazenamento de longa duração

As baterias de curta duração são adequadas para deslocamento intra-diário, regulação rápida e arbitragem horária. Mas não resolvem integralmente o problema de períodos prolongados de baixa produção renovável, nem a sazonalidade entre Verão e Inverno.

O próprio relatório da **IRENA** reconhece que tecnologias como armazenamento de longa duração, solar de concentração, geotermia e interligações transfronteiriças podem contribuir para a fiabilidade do sistema, mas ficam fora do âmbito central da sua modelação.

Esta exclusão é metodologicamente relevante. Se o objectivo é comparar soluções firmes, a omissão do armazenamento de longa duração e da reserva sazonal limita a robustez da conclusão.

9. Sobredimensionamento, energia excedentária e falsa equivalência com produção em base

Um outro problema, ainda mais relevante, resulta do facto de este tipo de “firmeza” renovável exigir, em muitos casos, uma potência instalada muito superior à carga efectivamente servida e, mesmo assim, continuar a gerar energia excedentária em períodos favoráveis de recurso.

O exemplo referido no **World Energy Outlook 2025** é particularmente elucidativo: para assegurar **100 MW de potência de base** com uma disponibilidade de **95%**, pode ser necessário instalar cerca de **600 MW de solar fotovoltaica** e **400 MW de baterias** (400 MW / 1 600 MWh). Ou seja, para fornecer uma carga firme de 100 MW, a solução exige uma capacidade renovável e de armazenamento várias vezes superior à potência de base pretendida. Este exemplo mostra que a firmeza renovável baseada em sobredimensionamento e baterias não deve ser confundida com produção clássica de base. A Agência Internacional de Energia apresenta o *World Energy Outlook* como o seu relatório anual de referência para análise de cenários energéticos, incluindo implicações de diferentes escolhas tecnológicas e de investimento.

A consequência técnica é evidente: uma central ou portefólio **solar + bateria** pode aproximar-se de um perfil firme durante uma parte significativa do ano, mas fá-lo à custa de uma capacidade instalada muito superior à carga servida. Em termos simples, a solução deixa de ser comparável apenas pelo custo do MWh produzido; passa a exigir a

contabilização do capital investido em potência excedentária, armazenamento, conversão, perdas, rede, reserva e energia eventualmente desperdiçada.

Esta configuração pode fazer sentido em aplicações específicas, por exemplo em grandes centros de dados ou hipercentros industriais com acesso a vastas áreas disponíveis, elevada capacidade financeira, possibilidade de contratação directa de energia renovável e valorização própria da continuidade de abastecimento. Mas essa solução não é automaticamente generalizável a um sistema eléctrico nacional. Um sistema eléctrico agregado não pode ser planeado como se cada carga pudesse dispor de uma combinação de produção renovável e armazenamento várias vezes superior à potência firme pretendida.

Mesmo quando a disponibilidade anual atinge **95%**, permanece uma indisponibilidade residual de **5% do tempo**, equivalente a cerca de **18 dias por ano**. Para uma disponibilidade de **85%**, a indisponibilidade sobe para **15% do ano**, ou cerca de **55 dias por ano**. Estes períodos não são marginais quando se pretende assegurar produção em base efectiva. Durante essas horas ou dias, o sistema continua a necessitar de backup externo: interligações, hídrica, gás natural, biomassa, armazenamento de longa duração ou outra capacidade firme.

Acresce que o sobredimensionamento da produção fotovoltaica gera inevitavelmente energia excedentária nos períodos de elevada radiação e baixa procura. Essa energia pode ser útil se existir procura flexível, bombagem, armazenamento adicional, produção de hidrogénio ou capacidade de exportação. Mas, se essas condições não existirem, transforma-se em **curtailment**, isto é, em energia potencialmente produzível, mas sem valor económico efectivo para o sistema.

Há ainda uma diferença estatística fundamental entre este tipo de “firmeza” e a firmeza das tecnologias clássicas. Nas centrais clássicas, as indisponibilidades resultam, em regra, de avarias, manutenção ou restrições específicas de cada unidade, frequentemente pouco correlacionadas entre si. Pelo contrário, nos pares **renovável + bateria**, a indisponibilidade pode resultar de causas meteorológicas comuns: ausência prolongada de sol, baixa radiação sazonal, nebulosidade persistente ou regimes anticiclónicos com baixo vento. Assim, a agregação de muitos projectos semelhantes não elimina necessariamente o problema; pode apenas reproduzir, em escala sistémica, a mesma limitação de recurso.

Este ponto é central para a crítica ao F-LCOE. A métrica pode indicar que um projecto renovável com bateria atinge determinado nível de disponibilidade anual, mas isso não

significa que o sistema eléctrico obtenha capacidade firme equivalente à de tecnologias despacháveis. A “firmeza” de projecto não se transforma automaticamente em **firmeza sistémica agregada**.

Assim, a comparação com tecnologias clássicas firmes só é tecnicamente válida se incluir:

- o sobredimensionamento necessário da potência renovável;
- a potência e a energia das baterias;
- as perdas de armazenamento;
- a energia excedentária e o curtailment;
- a correlação meteorológica entre projectos;
- os dias anuais de backup residual;
- a necessidade de capacidade firme externa;
- o custo da rede e dos serviços de sistema;
- o valor efectivo do crédito de capacidade.

Deste modo, a questão não é apenas saber se a solar fotovoltaica ou a eólica podem produzir energia barata. A questão correcta é saber quanto custa transformar essa energia variável numa oferta verdadeiramente equivalente à produção firme clássica, com disponibilidade, duração, potência útil, estabilidade e segurança de abastecimento. É precisamente essa passagem de uma métrica de projecto para uma métrica de sistema que o **F-LCOE** da IRENA não resolve de forma completa.

8. Comparação corrigida com tecnologias clássicas firmes

A comparação correcta deve partir de uma pergunta: que produto eléctrico está a ser comparado?

Não basta comparar MWh. A comparação deve incluir:

- energia;
- potência firme;
- disponibilidade;
- flexibilidade;
- duração de fornecimento;
- serviços de sistema;
- estabilidade;
- reserva;

- emissões;
- risco de combustível;
- CAPEX;
- OPEX;
- prazo de construção;
- risco regulatório;
- vida útil;
- custo de capital.

A comparação com tecnologias clássicas não significa defender a sua adoção automática. Significa apenas reconhecer que, para efeitos de planeamento, tecnologias despacháveis e firmes prestam atributos sistémicos que devem ser economicamente valorizados. Uma comparação tecnologicamente neutra deve incluir não apenas o custo do MWh produzido, mas também o valor da disponibilidade, da duração, da resposta a contingências e dos serviços de sistema.

A tabela seguinte apresenta uma comparação sintética, em valores indicativos para 2025, combinando valores médios F-LCOE da **IRENA** convertidos para euros e intervalos estimados de **System LCOE** aplicáveis ao caso português. Os valores para Portugal são estimativas técnico-económicas de trabalho, não valores oficiais da **IRENA**.

Os valores de System LCOE para Portugal apresentados na Tabela 1 não resultam de uma simulação horária completa do SEN, nem de uma optimização formal de expansão de capacidade. São intervalos técnico-económicos de trabalho, construídos para explicitar a diferença entre custos de geração, custos de *firming* ao nível de projecto e custos sistémicos totais. A sua função é comparativa e metodológica, não substituindo estudos de planeamento com dados horários, rede, reserva, adequação e cenários de procura.

Tabela 1 – F-LCOE IRENA e System LCOE estimado para Portugal, 2025

Tecnologia / solução	Métrica de referência	Valor indicativo 2025	System LCOE estimado para Portugal	Leitura crítica
Solar FV simples	LCOE simples IRENA	~29 €/MWh	50–80 €/MWh	Energia barata quando há sol; baixo contributo para ponta nocturna sem armazenamento.
Solar FV + BESS + sobredimensionamento	F-LCOE IRENA	~67 €/MWh	90–150 €/MWh	Inclui firming de projecto, mas não todos os custos sistémicos.
Eólica onshore simples	LCOE simples IRENA	~28 €/MWh	55–85 €/MWh	Boa competitividade energética; crédito de capacidade limitado e variável.
Eólica onshore + BESS + sobredimensionamento	F-LCOE IRENA	~76 €/MWh	85–120 €/MWh	O firming reduz a variabilidade, mas não substitui integralmente potência firme sistémica.
Solar + eólica + BESS em portefólio	Não publicado como média única pela IRENA	—	80–120 €/MWh	A complementaridade melhora a economia, mas não elimina reservas e rede.
Sistema renovável com armazenamento curto, reserva firme e serviços de sistema	Aproximação sistémica	—	120–170 €/MWh	Mais próximo do custo real de elevada penetração renovável.
Hídrica de albufeira	Tecnologia firme/flexível	—	60–110 €/MWh	Elevado valor sistémico: energia, reserva, regulação e flexibilidade.
Bombagem hidroelétrica	Armazenamento/flexibilidade	—	90–160 €/MWh	Deve ser avaliada como activo de flexibilidade e segurança, não apenas por LCOE.
CCGT – ciclo combinado a gás natural	Tecnologia despachável	—	90–150 €/MWh	Potência firme e flexibilidade; exposta a gás, CO ₂ e baixo factor de utilização.
OCGT / turbinas de ponta	Reserva e ponta	—	150–300 €/MWh	Cara em energia, mas útil para segurança e cobertura de contingências.
Nuclear grande central	Tecnologia firme baixa em carbono	—	100–180 €/MWh	Elevado factor de capacidade; CAPEX, prazo e risco financeiro elevados.
SMR nuclear	Tecnologia emergente	—	110–220 €/MWh	Promessa tecnológica, mas incerteza comercial significativa.
Biomassa / resíduos	Gerável/semi-despachável	—	90–160 €/MWh	Potência gerável, limitada por combustível, logística e sustentabilidade.

Nota: Valores IRENA originalmente expressos em USD/MWh reais de 2025, convertidos para euros por câmbio indicativo de 1 USD ≈ 0,85 €. A conversão cambial é meramente instrumental e não altera a natureza comparativa dos valores. Os

valores de System LCOE para Portugal são estimativas técnico-económicas de trabalho e não correspondem a valores oficiais publicados pela IRENA ou por entidade nacional.

Os valores **IRENA** devem ser lidos como ordens de grandeza derivadas do relatório, que apresenta o F-LCOE como métrica de projecto para renováveis firmes, não como System LCOE nacional.

A comparação deve ainda ter em conta que a firmeza renovável baseada em baterias é sensível à correlação entre recursos. A agregação de muitos projectos solares com baterias não elimina a ausência de produção nocturna nem a sazonalidade solar; apenas desloca energia dentro dos limites da energia previamente armazenada. Do mesmo modo, vários projectos eólicos podem ter reduções simultâneas em regimes meteorológicos prolongados de baixo vento. Por isso, a firmeza estatística de um projecto individual não deve ser confundida com capacidade firme sistémica.

A comparação deve ainda considerar o problema do sobredimensionamento. Se, para obter **100 MW de potência de base com 95% de disponibilidade**, uma solução fotovoltaica com baterias puder exigir uma ordem de grandeza de **600 MW de solar fotovoltaica e 400 MW de baterias** (400 MW / 1 600 MWh), então o produto eléctrico obtido não pode ser comparado apenas pelo custo médio do MWh. Deve ser avaliado pelo custo da potência instalada excedentária, da energia não aproveitada, do armazenamento, das perdas, da rede e do backup residual. Este ponto reforça a diferença entre **F-LCOE de projecto e System LCOE**.

A tabela mostra que a vantagem aparente das renováveis diminui quando se passa do LCOE simples para o F-LCOE e diminui ainda mais quando se considera o custo sistémico. Isto não significa que as renováveis sejam indesejáveis. Significa apenas que devem ser comparadas correctamente.

As tecnologias clássicas firmes têm custos próprios, limitações e riscos. O gás natural está exposto ao preço do combustível e ao custo do CO₂. O nuclear tem prazos longos, CAPEX elevado e complexidade institucional. A hídrica depende da hidrologia e da disponibilidade de locais. A biomassa tem limitações de combustível sustentável. Mas estas tecnologias fornecem atributos sistémicos que não podem ser ignorados: potência firme, despachabilidade, reserva, estabilidade e duração de fornecimento.

9. Aplicação ao caso português

Portugal é um caso particularmente interessante para esta análise, porque já não está numa fase inicial de incorporação renovável. O sistema português tem uma penetração significativa de hídrica, eólica e solar, uma frota térmica convencional reduzida, ausência de nuclear e uma dependência estrutural do enquadramento ibérico.

A questão central para Portugal já não é simplesmente instalar mais MW renováveis. A questão é saber que potência é efectivamente útil, firme, integrável e compatível com a segurança do sistema.

1. Solar fotovoltaica

A solar fotovoltaica tem elevado potencial em Portugal, especialmente no Alentejo, Algarve e interior. O seu LCOE pode ser competitivo. Contudo, a sua produção concentra-se nas horas diurnas e tende a cair precisamente antes ou durante períodos de ponta vespertina e nocturna, salvo quando associada a armazenamento.

Assim, o valor sistémico da solar depende de:

- coincidência com a procura;
- capacidade de rede;
- armazenamento associado;
- curtailment;
- contribuição para a ponta;
- perfil sazonal;
- capacidade de controlo;
- localização da produção.

Uma expansão solar avaliada apenas pelo LCOE pode conduzir a excesso de produção em determinadas horas e a insuficiência de potência firme noutras.

2. Eólica onshore

A eólica portuguesa tem desempenhado papel relevante, mas a sua frota tem já maturidade significativa. O repowering pode aumentar produção e factor de capacidade, mas não elimina a variabilidade do recurso.

A eólica tem, em regra, maior produção nocturna do que a solar e pode complementar parcialmente o perfil fotovoltaico. Porém, o seu crédito de capacidade continua

dependente das condições meteorológicas em períodos críticos. Uma situação anticiclónica prolongada pode reduzir simultaneamente a produção eólica e aumentar necessidades de reserva.

3. Hídrica e bombagem

A hídrica é um activo sistémico de elevado valor para Portugal. As albufeiras fornecem energia, flexibilidade, reserva e capacidade de resposta. A bombagem pode absorver excedentes renováveis e devolvê-los em horas de maior valor.

Mas a hídrica não é ilimitada. Depende da hidrologia, dos usos concorrentes da água, das restrições ambientais e da disponibilidade de novos locais. Em anos secos, o seu contributo energético reduz-se, embora o seu valor de potência e flexibilidade continue relevante.

4. Gás natural como reserva

Com o encerramento do carvão e a ausência de nuclear, o gás natural mantém relevância como tecnologia de reserva e segurança. Mesmo que produza menos energia anual, pode ser necessário para cobrir períodos de baixa renovável, indisponibilidade hídrica ou pontas de procura.

O problema económico é que centrais com baixo factor de utilização precisam de remuneração de capacidade ou mecanismos equivalentes. Se não forem remuneradas pela energia vendida, terão de ser remuneradas pela disponibilidade. **Esse custo deve ser incluído no System LCOE das alternativas renováveis que dependem dessa reserva.**

5. Interligações

Portugal depende fortemente da integração ibérica. Mas a Península Ibérica permanece relativamente periférica face ao sistema eléctrico continental europeu. As interligações ajudam a reduzir custos de integração e a melhorar segurança, mas não eliminam a necessidade de capacidade interna firme.

Além disso, se Portugal e Espanha tiverem simultaneamente excesso solar ou défice eólico, a interligação entre ambos não resolve integralmente o problema. A diversidade geográfica relevante exige ligação suficientemente robusta ao resto da Europa.

6. Implicação para política energética

A política energética portuguesa deve evitar um erro básico: aceitar sem crítica a narrativa de que mais renováveis variáveis reduzem automaticamente o custo total do sistema. Isso é tecnicamente incorrecto. A partir de certos níveis de penetração, os custos de integração, flexibilidade, rede, reserva e estabilidade tornam-se centrais.

Portugal deve, por isso, adoptar uma metodologia de planeamento baseada em:

- System LCOE;
- crédito de capacidade;
- ELCC;
- custo de integração;
- adequação de potência;
- segurança dinâmica;
- cenários horários;
- análise de curtailment;
- custo de reserva firme;
- custos de rede;
- custo de armazenamento de curta e longa duração.

O conceito de **ELCC – Effective Load Carrying Capability** é particularmente importante nesta análise. O ELCC mede a contribuição efectiva de uma tecnologia para a segurança de abastecimento, isto é, a quantidade de carga adicional que o sistema pode suportar mantendo o nível de fiabilidade. A sua aplicação permite evitar o erro de confundir potência instalada nominal com potência firme efectiva.

10. Quadro-síntese final

Tema	Mensagem da IRENA	Crítica técnica
LCOE simples	Insuficiente para avaliar renováveis variáveis.	Correcto; é um ponto positivo do relatório.
F-LCOE	Mede o custo de electricidade renovável firme com baterias e sobredimensionamento.	Útil, mas limitado ao projecto.
Fiabilidade	Percentagem da carga plana coberta pela configuração renovável.	Não equivale à fiabilidade clássica de sistema eléctrico.
Carga modelada	Perfil horário plano ao longo do ano.	Simplificação útil, mas distante da procura real.
Baterias	Elemento central para deslocar energia e firmar renováveis.	Úteis para curto prazo; insuficientes para todos os desafios sazonais e extremos.
Sobredimensionamento	Renováveis com baterias podem fornecer electricidade firme a nível de projecto.	A firmeza pode exigir potência instalada muito superior à carga servida; no exemplo WEO 2025, 100 MW de potência de base com 95% de disponibilidade podem exigir cerca de 600 MW fotovoltaicos e 400 MW de baterias (400 MW / 1 600 MWh).
Custos de rede	Tratados de forma limitada ou agregada.	Devem ser explicitamente incluídos no System LCOE.
Estabilidade dinâmica	Não é o foco central do relatório.	Essencial em sistemas com elevada penetração de conversores.
Comparação com fósseis	Renováveis firmes tornam-se competitivas em vários contextos.	Comparação incompleta se não valorizar potência firme e serviços de sistema.
Tecnologias clássicas firmes	Usadas sobretudo como <i>benchmark</i> de custo.	Devem ser comparadas por equivalência funcional, não apenas por MWh.
Firmeza agregada	Pares renovável + bateria podem fornecer electricidade firme a nível de projecto	A firmeza não é automaticamente generalizável ao sistema agregado, devido à correlação meteorológica, ao sobredimensionamento necessário, ao curtailment e à necessidade residual de backup.
Aplicação a Portugal	Não tratada especificamente.	Exige análise nacional com rede, interligações, hídrica, reserva e adequação.
Conclusão robusta	Renováveis 24/7 estão a tornar-se competitivas.	Conclusão parcialmente válida ao nível de projecto, mas não demonstrada em termos de System LCOE completo.

11. Conclusões

O relatório da **IRENA “24/7 Renewables: The Economics of Firm Solar and Wind”** é tecnicamente relevante porque reconhece uma limitação fundamental do LCOE convencional. A solar e a eólica podem produzir MWh baratos, mas esses MWh não têm o mesmo valor em todas as horas, nem substituem automaticamente potência firme, reserva, inércia, estabilidade ou capacidade de resposta a contingências.

A introdução do **F-LCOE** é, por isso, positiva. A própria IRENA demonstra que transformar produção renovável variável em fornecimento firme exige baterias, sobredimensionamento e custos adicionais significativos. Este reconhecimento é importante e deve ser valorizado.

Acresce que a firmeza renovável calculada ao nível de projecto não deve ser confundida com firmeza sistémica agregada ou com produção em base efectiva no sistema eléctrico. A multiplicação de pares **solar + bateria** ou **eólica + bateria** não elimina a correlação do recurso meteorológico. Em períodos prolongados de baixa radiação ou baixo vento, várias unidades podem falhar simultaneamente do ponto de vista energético, ainda que estejam tecnicamente disponíveis. Esta característica distingue-as das tecnologias clássicas firmes, cuja indisponibilidade resulta, em regra, de avarias ou manutenção menos correlacionadas entre unidades. O exemplo referido no **World Energy Outlook 2025** é elucidativo: **100 MW de potência de base com 95% de disponibilidade** podem exigir cerca de **600 MW de fotovoltaica e 400 MW / 1 600 MWh de baterias**. Esta ordem de grandeza mostra que a produção renovável firme exige forte sobredimensionamento, cria energia excedentária e continua a necessitar de backup residual durante os períodos não cobertos. Por isso, a avaliação da firmeza deve recorrer a métricas sistémicas, como **ELCC**, adequação de potência, **LOLE**, **EENS**, crédito de capacidade, reserva e segurança de abastecimento.

Mas o relatório não deve ser lido como demonstração definitiva de que as renováveis com baterias são, em todos os casos, superiores às tecnologias clássicas. O F-LCOE é uma métrica de projecto. Não é uma métrica completa de sistema eléctrico. Não inclui de forma plena os custos de rede, estabilidade, reserva, inércia, controlo de tensão, serviços de sistema, black start, armazenamento de longa duração, adequação de potência e capacidade firme.

A segunda conclusão é institucional. A IRENA não é neutra no debate energético. É uma agência criada para promover as energias renováveis. Esta missão é legítima, mas significa que os seus relatórios devem ser avaliados com prudência. Quando uma entidade

promotora das renováveis conclui que as renováveis são economicamente superiores às alternativas, a análise independente deve começar por perguntar: que custos foram incluídos, que custos ficaram fora, que tecnologias foram comparadas e que produto eléctrico está realmente a ser avaliado?

A terceira conclusão é metodológica. A comparação correcta entre renováveis variáveis e tecnologias clássicas firmes deve ser feita por equivalência funcional. Uma central CCGT, uma hídrica de albufeira, uma central nuclear ou uma unidade de biomassa não fornecem apenas MWh. Fornecem potência disponível, controlo, reserva, duração de fornecimento, previsibilidade e, em muitos casos, serviços essenciais à estabilidade do sistema. Se esses atributos não forem contabilizados, a comparação fica enviesada.

A quarta conclusão aplica-se directamente a Portugal. O país deve evitar a discussão simplista entre “renováveis baratas” e “tecnologias convencionais caras”. O sistema eléctrico português precisa de energia competitiva, mas também de potência firme, flexibilidade, interligações robustas, armazenamento, reserva, estabilidade dinâmica, controlo de tensão e segurança de abastecimento. Estes atributos têm custo e devem ser incluídos no planeamento.

A conclusão final pode ser formulada nos seguintes termos:

As renováveis com baterias são uma componente importante da evolução dos sistemas eléctricos, mas não dispensam uma análise completa de custo sistémico. O relatório da IRENA confirma que o LCOE simples é insuficiente; porém, o seu F-LCOE continua a ser insuficiente para substituir o System LCOE. Em Portugal, a política energética deve basear-se na comparação entre soluções funcionalmente equivalentes: energia entregue quando necessária, com potência firme, estabilidade, reserva e segurança de abastecimento. Só assim se poderá avaliar correctamente se as soluções renováveis apresentadas são, de facto, tão boas como aparentam.

12. Bibliografia

- [1] IRENA — **International Renewable Energy Agency**. *24/7 Renewables: The Economics of Firm Solar and Wind*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2026.
- [2] IRENA — **International Renewable Energy Agency**. *Vision and Mission*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Página institucional consultada em Maio de 2026.
- [3] IRENA — **International Renewable Energy Agency**. *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025.
- [4] IEA — **International Energy Agency**. *Electricity 2025: Analysis and Forecast to 2027*. Paris: International Energy Agency, 2025.
- [5] IEA — **International Energy Agency**. *World Energy Outlook 2025*. Paris: International Energy Agency, 2025.
- [6] IEA — **International Energy Agency**; **OECD Nuclear Energy Agency**. *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris: OECD Publishing / International Energy Agency / Nuclear Energy Agency.
- [7] LAZARD. *Levelized Cost of Energy+ 2025*. New York: Lazard, 2025.
- [8] ENTSO-E — **European Network of Transmission System Operators for Electricity**. *European Resource Adequacy Assessment*. Brussels: ENTSO-E.
- [9] REN — **Redes Energéticas Nacionais**. *Dados Técnicos e Estatísticos do Sistema Eléctrico Nacional*. Lisboa: REN — Redes Energéticas Nacionais.
- [10] DGEG — **Direcção-Geral de Energia e Geologia**. *Energia em Números*. Lisboa: Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- [11] ERSE — **Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos**. *Relatório dos Mercados de Electricidade e Gás*. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- [12] JOSKOW, Paul L. “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”. *American Economic Review: Papers & Proceedings*. Nashville: American Economic Association, 2011, vol. 101, n.º 3, pp. 238–241.

[13] **UECKERDT, Falko; HIRTH, Lion; LUDERER, Gunnar; EDENHOFER, Ottmar.** “System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?”. *Energy*. Amsterdam: Elsevier, 2013, vol. 63, pp. 61–75.

[14] **HIRTH, Lion; UECKERDT, Falko; EDENHOFER, Ottmar.** “Integration Costs Revisited: An Economic Framework for Wind and Solar Variability”. *Renewable Energy*. Amsterdam: Elsevier, 2015, vol. 74, pp. 925–939.

[15] **SEPULVEDA, Nestor A.; JENKINS, Jesse D.; DE SISTERNES, Fernando J.; LESTER, Richard K.** “The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation”. *Joule*. Cambridge, MA: Cell Press, 2018, vol. 2, n.º 11, pp. 2403–2420.