

Este estudo faz parte da iniciativa Future Energy Leaders Portugal (FELPT) e tem por objetivo analisar a sustentabilidade, segurança e resiliência do setor elétrico nacional. Os FELPT contam com o apoio da Associação Portuguesa de Energia.

Pontos-chave



A transição para um sistema elétrico mais distribuído e dependente de fontes de energia não controláveis traz novos desafios para a gestão e operação da rede



A flexibilidade do sistema elétrico requer um equilíbrio espacial e temporal entre a produção e o consumo de eletricidade. Integrando já o planeamento e operação dos sistemas de energia, as necessidades de flexibilidade irão aumentar significativamente para garantir uma operação fiável e adequada segurança de abastecimento nos futuros sistemas elétricos, caracterizados por uma forte componente renovável.



A melhor resposta para o armazenamento de eletricidade é a utilização adequada de diversas tecnologias, não de uma perspetiva eletrocêntrica (exclusivamente elétrica), mas sim através de outros vetores energéticos de uso final (p.ex.: calor ou combustíveis sintéticos)



O armazenamento hidroelétrico é e continuará a ser a tecnologia com maior escala no sistema elétrico português



Os sistemas de carregamento dos veículos elétricos poderão ser um componente relevante para a flexibilidade do sistema

RESUMO

Num dos *White Papers* dos FELPT, em 2022, foi feita uma reflexão sobre o impacto da elevada incorporação de renováveis na segurança do sistema elétrico, que se traduz numa variabilidade e falta de controlabilidade da curva de produção, o que conduz à necessidade de novos mecanismos de flexibilidade a nível do consumo de coordenação entre operadores da rede para uma operação eficaz do sistema.

Os operadores da rede elétrica dispõem de diversos mecanismos de flexibilidade para garantir o equilíbrio da rede, em particular: produção despachável, redes de transmissão, armazenamento (atualmente em Portugal com forte componente hídrica) e ajuste de consumo.

A transição energética implica uma alteração de paradigma na rede elétrica, passando de um cenário onde a oferta se ajusta à procura para a necessidade de alcançar um equilíbrio, em que a procura também deve adaptar-se à oferta.

Numa primeira fase este ajuste da procura será consequência de reações económicas naturais às regras de mercado, como a adaptação direta aos sinais que o mercado spot de energia fornece, em particular para os consumidores que dependem diretamente desses indexantes na sua fatura energética.

Contudo, esta adaptação do consumo não é suficiente e precisa ser complementada com soluções que possam ser operacionalizáveis pela gestão das redes de transporte e distribuição, através de serviços de sistema ou meios de armazenamento que possam ser utilizados sempre que seja necessário.

Por esse motivo têm surgido na Europa diversos projetos demonstradores de novas soluções para flexibilizar a curva de consumo, em particular integrando tecnologias de armazenamento e ativos de consumo facilmente deslastrável.

A necessidade faz o engenheiro e a transição energética tem permitido alavancar as soluções de armazenamento de energia, com inovações que trazem melhorias às tecnologias existentes, mas também novas alternativas que permitem complementar a resposta às necessidades.

Apesar de não existir ainda um “ovo de Colombo”, existe uma grande variedade de soluções que, em conjunto, poderão dar resposta aos desafios que a segurança da rede elétrica enfrenta. Uma dessas soluções é, precisamente, uma maior consciencialização do problema que conduza a uma utilização mais racional dos recursos disponíveis.

INTRODUÇÃO

O World Energy Council usa o Trilema Energético para classificar a robustez do sistema energético, com base em três pilares: Segurança, Acessibilidade e Sustentabilidade. Esta ferramenta permite aferir a garantia de continuidade do fornecimento de energia, a sua efectiva disponibilidade e equidade de custo para os consumidores e a sua sustentabilidade ambiental.

No vetor energético da eletricidade, o requisito de sustentabilidade aumentou a sua importância na definição das políticas da transição energética, acompanhada pelo crescimento de novas fontes de energia renovável. Contudo, nos países desenvolvidos, a segurança na continuidade e qualidade do serviço mantém-se como principal prioridade.

Atualmente, está em curso a transição na estratégia de gestão dos sistemas elétricos, do modelo tradicional, gerido pelo ajuste da curva de produção, para um paradigma multivariável de produção distribuída e “não despachável”, em que a flexibilidade na curva de consumo e os sistemas de armazenamento será essencial para garantir a qualidade e continuidade do serviço. Para efectuar esta transição, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) dispõe já de alguns instrumentos essenciais:

1) elevada capacidade de interligação nas fronteiras terrestres (com Espanha), que permite partilhar os desvios na curva da oferta-procura por uma área geográfica maior. Contudo a limitação que surge pela capacidade de interligação mais limitada na fronteira da península com França faz com que o sistema ibérico seja por vezes classificado como “ilha energética ibérica”; (para mais informação ver White Paper citado anteriormente¹), que dispõe de condições climáticas semelhantes e, portanto, perfis semelhantes de produção renovável, pelo que beneficiam de soluções de alinhamento estratégico comum.

2) capacidade de armazenamento nas albufeiras, particularmente das dotadas com bombagem, associado à flexibilidade de operação das centrais hídricas (4,2GW, correspondendo a perto de 75% do consumo médio). Estes sistemas permitem armazenamento sazonal, estando, porém, condicionados pela estratégia de gestão dos recursos hídricos e pela hidraulicidade de cada ano.

Este documento inicia-se com uma reflexão sintética sobre as estratégias e dinâmicas de supervisão e operação dos sistemas de transporte e distribuição de eletricidade, fazendo referência às ferramentas necessárias para ultrapassar os desafios da produção descentralizada e variável – alguns já atualmente disponíveis e outros mais inovadores.

Na segunda parte do documento são apresentadas diversas soluções tecnológicas para armazenamento de energia que a permitem “guardar” num determinado momento, para ser consumida posteriormente. As soluções apresentadas estão focadas na sua funcionalidade para suporte ao equilíbrio do sistema elétrico, integrando ou não outras formas de energia final: eletricidade, calor ou combustíveis.

Pretende-se, assim, dar uma visão global sobre a flexibilidade e armazenamento de energia, aplicada aos sistemas elétricos, de uma forma acessível a qualquer pessoa com conhecimentos básicos sobre energia. Esperamos que esta informação seja útil para todos os que, não lidando diariamente com o tema da energia, pretendam ampliar os seus conhecimentos nesta área, seja por mera curiosidade ou para apoiar a sua atividade profissional.

¹ Os desafios da elevada incorporação de geração renovável na operação Sistema Elétrico, FELPT, 2022

Flexibilidade de produção e consumo

A flexibilidade é uma característica inerente aos sistemas elétricos e pode ser definida como a capacidade de responder às mudanças na procura e na oferta de energia. A flexibilidade é especialmente valorizada nos sistemas de energia do século XXI, com níveis mais elevados de eletricidade renovável, de fontes variáveis, ligada à rede (principalmente de origem eólica e solar).

Todos os sistemas de energia têm algum nível de flexibilidade, concebido para equilibrar a oferta e a procura em todos os momentos. A variabilidade e a incerteza não são novidade nos sistemas de energia dado que os consumos mudam ao longo do tempo e de forma, por vezes, imprevisível, e os recursos convencionais podem falhar inesperadamente devido a avarias. O fornecimento variável de energia renovável, pode tornar este equilíbrio mais difícil de alcançar. A produção eólica e solar varia significativamente ao longo de horas ou dias, por vezes de forma previsível, mas muitas vezes prevista de forma imperfeita.

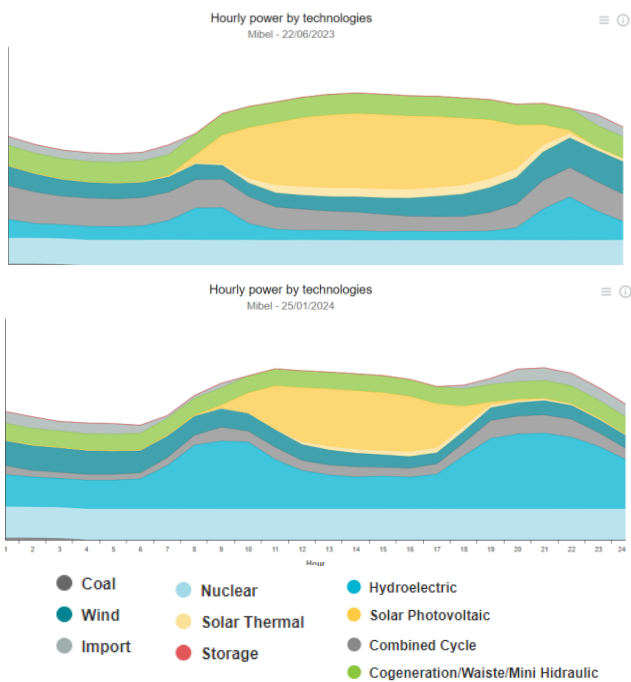


Figura 1 Evolução da produção de eletricidade diária, por tecnologia, na Península Ibérica, para um dia típico de Verão (acima) e de Inverno (abaixo)²

O processo de planeamento é a primeira atividade crítica para garantir que o sistema de energia no futuro possuirá flexibilidade suficiente para acomodar o crescimento da geração renovável variável e da eletrificação do consumo. O conceito de flexibilidade é frequentemente abordado quando se questiona quanta geração eólica e solar pode ser adicionada de forma fiável ao sistema elétrico. A questão pode levar ao debate sobre o quão flexível é um sistema elétrico e os impactos correspondentes da integração de energias renováveis variáveis. Por exemplo, os sistemas com

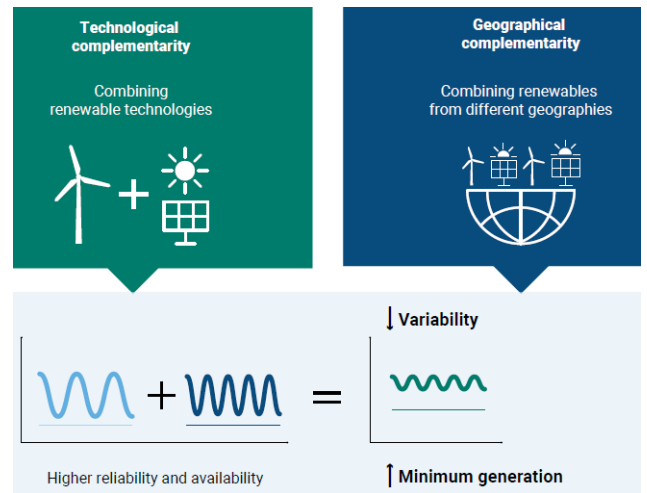


Figura 2 - Representação Ilustrativa da complementaridade temporal e geográfica³

muitas opções (gás natural, energia eólica, resposta à procura e armazenamento) serão mais flexíveis do que aqueles dominados por um ou dois tipos de tecnologia de produção como carvão ou energia nuclear. A flexibilidade nos sistemas de energia encontra-se também inerentemente ligada às regras regulamentares e de mercado, que ajudam a moldar as operações.

À medida que os sistemas de energia evoluem para incorporar mais energia renovável e uma maior eletrificação, os reguladores e os operadores de rede reconhecem que a flexibilidade em toda a cadeia de valor deve ser abordada, garantindo:

- **Produção flexível:** centrais de produção de energia que podem aumentar e diminuir a geração de forma rápida e eficiente e operar em baixos níveis de produção
- **Transmissão flexível:** redes de transmissão com capacidade suficiente para permitir utilizar uma ampla gama de recursos de produção, incluindo as interligações com sistemas de energia vizinhos, e com tecnologias de rede inteligentes que otimizam o aproveitamento da capacidade de transmissão da rede de transporte.
- **Recursos flexíveis do lado da procura:** ativos de consumo deslastráveis, armazenamento, geração distribuída em autoconsumo ou outras soluções que permitam, através da incorporação de redes inteligentes, uma resposta dos consumidores aos sinais do mercado por controle direto do consumo ou de dispositivos de produção.
- **Operação flexível do sistema elétrico:** práticas que ajudam a otimizar o sistema físico existente, tais como a tomada de decisões mais próximas do tempo real, melhor utilização da previsão eólica e solar e melhor colaboração entre operadores das redes de transporte e distribuição.

²<https://www.omie.es/en/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

³ Flexibility solutions to support a decarbonized and secure EU electricity system; EEA/ACER Report 09/2023

Flexibilidade e Serviços de Sistema

Os serviços de sistema (SS) são necessários para suportar o transporte e distribuição de energia elétrica, garantindo continuidade, qualidade e segurança do fornecimento. Os SS são tradicionalmente fornecidos pelas centrais de produção convencionais ligadas à rede de transporte, sendo alguns obrigatórios e não remunerados, com requisitos estipulados por códigos de rede, enquanto outros são negociados através de mecanismos de mercado.

Contudo, o aumento da produção distribuída (GD) não despachável e menos previsível bem como a diminuição progressiva da produção convencional despachável dificultam o equilíbrio entre oferta e procura, o que enfatiza a relevância de repensar os serviços de sistema. Simultaneamente, isto também obriga à evolução das redes de distribuição, de redes passivas para redes ativas, acomodando muitos dos novos recursos do sistema elétrico e aumentando a complexidade operacional e as responsabilidades dos operadores de redes de distribuição (ORD). Para lidar com a variabilidade e incerteza na rede, é necessário não só redesenhar os produtos de SS existentes, como investir na criação de novos SS.

À medida que a presença de recursos distribuídos cresce, também aumentam as necessidades de serviços do sistema para garantir a segurança de abastecimento, bem como a integração eficiente de todas as novas fontes de energia renováveis no sistema elétrico, incluindo aqueles ligados na rede de baixa tensão (BT) como os recursos ao nível dos consumidores. No entanto, os recursos distribuídos também podem conferir flexibilidade aos mercados locais e nacionais, inclusive no fornecimento de SS, e proporcionando benefícios para a operação dos sistemas de distribuição e transporte, enquanto aumentam os fluxos de receitas para os proprietários desses ativos. Como resultado, surgem novos intervenientes e começam a ser delineados novos modelos de negócio neste novo cenário do mercado elétrico para serviços de flexibilidade, tais como agregadores, fornecedores de flexibilidade e comunidades de energia.

Uma análise realizada pelas Agência Europeia do Ambiente e Agência Europeia para a Cooperação de Reguladores de Energia (ACER) estima que as necessidades de flexibilidade no sistema elétrico devem duplicar até 2030 para responder à descarbonização do setor. De acordo com o estudo, a procura de flexibilidade aumentou significativamente numa base diária (2,4 vezes), semanal (1,8 vezes) e anual (1,3 vezes), em comparação com 2021.

As necessidades de flexibilidade a curto prazo estimadas no relatório são ainda maiores, uma vez que, segundo esta análise, refletem o facto de a variabilidade da produção renovável ser maior numa granularidade



Figura 3 – Procura de flexibilidade no ano 2021 e previsão para 2030 (valores em TWh)⁴

temporal mais curta, especialmente para a energia solar, influenciada, por exemplo, pelo movimento das nuvens. Porém, utilizando um período de tempo mais longo, a procura por flexibilidade pode ser suavizada graças, por exemplo, à complementaridade sazonal do fornecimento eólico e solar ou à maior produção eólica alinhada com a maior procura de eletricidade no inverno. Além disso, uma implantação significativa da produção solar resultará necessariamente em necessidades de flexibilidade mais substanciais (nomeadamente, flexibilidade diária) do que um crescimento equivalente de produção eólica.

Este relatório destaca também a necessidade de aproveitar a complementaridade dos recursos eólicos e solares numa economia europeia interligada, permitindo uma redução das necessidades de flexibilidade. Para tal, as interligações têm um papel importante na distribuição eficiente da energia proveniente de recursos renováveis, bem como na partilha eficiente das necessidades de flexibilidade. Um estudo da Joint Research Center (JRC) afirma que, a contribuição das interligações a nível da UE pode cobrir 15% das necessidades diárias de flexibilidade e 33% das necessidades mensais de flexibilidade até 2030.

Fornecer serviços de flexibilidade em horas de ponta e vazio, ao longo de um dia, requer um crescimento substancial dos recursos, uma vez que a sua necessidade deverá atingir mais do dobro dos níveis atuais. As soluções incluem o emprego mais amplo da resposta à procura, da integração inteligente entre a rede e de tecnologias de armazenamento. Por seu turno prevê-se que as necessidades anuais de flexibilidade aumentem em cerca de um terço das necessidades atuais até 2030. Estas oscilações poderiam ser asseguradas através, por exemplo, de tecnologias de armazenamento de energia, que vamos explorar melhor no segundo capítulo, juntamente com os esforços generalizados de eficiência energética e de poupança exigidos pelo quadro político de eficiência energética da UE recentemente atualizado.

⁴ Flexibility solutions to support a decarbonized and secure EU electricity system; EEA/ACER Report 09/2023

A transição energética, assente num sistema mais descentralizado e flexível, implica também uma transição digital que a suporta, salvaguardando aspetos de interoperabilidade, integração cross-border e ciber-segurança

Rita Mota, Subdiretora de Política Energética e Concorrência, EDP

Flexibilidade na Rede de Transporte

Os SS para o Operador de Rede de Transporte (ORT) são frequentemente divididos em duas categorias principais: de frequência e de não frequência. A primeira categoria inclui os serviços relacionados com o equilíbrio do sistema, enquanto a segunda geralmente abrange controlo de tensão, gestão de congestionamentos, ou capacidade de *black-start* (restabelecimento de redes de eletricidade a partir de uma condição de “apagão”).

A transição dos sistemas elétricos “tradicionais”, caracterizados por grandes unidades produtoras síncronas, para sistemas com um número crescente de unidades de produção renováveis mais variáveis, não despacháveis e não síncronas, envolve desafios significativos para o seu funcionamento seguro e fiável. Estes desafios estão relacionados com a escassez de unidades produtoras que forneçam inércia, controle de frequência e controle de tensão, bem como com problemas de instabilidade angular (controlo de potência reativa/ativa), de congestionamento da rede e diminuição da capacidade de restauro do sistema após grandes perturbações. Todos estes fatores são um risco para a degradação da segurança de abastecimento⁵.

Segurança de Abastecimento

No último Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento, publicado pela DGEG em Dezembro 2023, é indicado um aumento do número de horas em que a oferta pode não ter capacidade de responder à procura (pelo indicador “Loss of Load Expectation”, LOLE) já em 2024. Uma causa principal é a substituição prevista de capacidade de produção em centrais termoeletricas por ativos renováveis não despacháveis. São apontadas algumas recomendações, por exemplo: reforço das redes de eletricidade (interligação com Espanha, transporte e distribuição); e maior utilização de soluções de flexibilidade de consumo.

Esta escassez pode ser resolvida por uma combinação de técnicas de operação da rede (por exemplo, mudança de topologia), reforços da rede e operação de equipamentos adicionais, como baterias de condensadores, condensadores síncronos, ou reservas de regulação de frequência para balanceamento. As mudanças previstas no sistema elétrico, resultantes da transição energética, exigem apoio adicional à sua operação, que, se contar com os recursos tradicionais, poderá atrasar o descomissionamento dos geradores convencionais ou exigir investimentos adicionais na rede ou em equipamentos. Abre-se, portanto, uma janela de oportunidade para a prestação de serviços de flexibilidade pelos recursos distribuídos, inclusive para aqueles ligados na rede de distribuição.

Flexibilidade na Rede de Distribuição

A operação da rede de distribuição enfrenta principalmente problemas locais, pelo que soluções viáveis devem ser encontradas dentro de uma área geográfica específica. Os problemas mais comuns são congestionamentos, regulação de tensão e ações de reposição de serviço, que são tradicionalmente abordados através de uma combinação de equipamentos operados pelo Operador de Rede de Distribuição (ORD), reconfigurações da rede e planeamento de investimentos.

Na Europa, o uso da flexibilidade das redes de distribuição foi estabelecido pela primeira vez com o Regulamento 2017/1485, que estabelece uma diretiva sobre a operação do sistema de transporte de eletricidade e fornece “regras e responsabilidades para a coordenação e troca de dados entre ORT, entre ORT e ORD, e entre ORT ou ORD e SGU (utilizadores significativos da rede), no planeamento operacional e na operação quase em tempo real.” Em particular, o artigo 182º estabelece as diretrizes para a pré-qualificação e entrega de reservas de potência ativa por unidades ou grupos ligados à rede de distribuição, que incluem informações de prestação de serviços, prazos e coordenação com a reserva, ligando ORD e outros possíveis ORD intermediários.

⁵ Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento; DGEG 12//2023

Em 2019, a Comissão Europeia propôs uma nova diretiva para os mercados de eletricidade, a Diretiva 2019/944, que incentiva a participação ativa dos consumidores no mercado de energia, promovendo a concorrência no mercado de eletricidade e reconhecendo o papel dos agregadores como intermediários entre os clientes e os mercados grossistas. A Diretiva do Mercado Elétrico também define o papel do ORD no mercado e estabelece os requisitos para a sua independência. Em particular, o Artigo 32º que estabelece novos requisitos para o uso da flexibilidade nas redes de distribuição. O quadro regulamentar necessário terá de ser fornecido pelos Estados-Membros, a fim de incentivar os ORD a adquirirem serviços de flexibilidade nas áreas sob a sua supervisão.

Agregadores e Comunidades de Energia

Os agregadores e as comunidades de energia renovável (CER) são agentes e instrumentos do sistema energético eficazes para uma melhor gestão da rede elétrica, por terem capacidade de oferecer serviços de flexibilidade, por possuírem ou gerirem recursos distribuídos que, devidamente agregados, serão de crucial importância para uma ótima operação do sistema elétrico.

Os agregadores são agentes que agregam a flexibilidade dos recursos locais e apresentam ofertas nos mercados de flexibilidade atuais e de futuro enquanto as Comunidades de Energias Renováveis (CER), que consistem em aglomerados de consumidores que se encontram numa zona geograficamente limitada e que produzem energia a partir de fontes renováveis, a consomem, armazenam e partilham com os membros da comunidade.

Tanto os agregadores como as CER têm a capacidade de responder a solicitações da rede, fazendo modificações ao seu consumo ou produção, para satisfazer essas necessidades, podendo, por exemplo: injetar o excedente de energia não autoconsumida na rede, para ser utilizada em pontos de consumo próximos do local de injeção, com menores perdas associadas ao seu transporte e distribuição.

As CER facilitam a participação ativa dos consumidores finais no sistema energético, pois possuem ativos energéticos capazes de fornecer flexibilidade local, tais como, equipamentos de consumo flexíveis, unidades produtoras de energia a partir de fontes renováveis, sistemas de armazenamento, sejam eles baterias estáticas, ou até baterias móveis inseridas em veículos elétricos.

Por sua vez, os agregadores poderão usar a flexibilidade de cada consumidor ou agregar múltiplas CER dispersas geograficamente, para fornecer os serviços de rede e satisfazer os requisitos dos operadores de rede numa maior escala, usufruindo dos múltiplos ativos energéticos distribuídos para fornecer serviços de sistema e de flexibilidade, contribuindo para o equilíbrio entre a oferta e a procura.

Os agregadores e as CER promovem uma gestão descentralizada da rede elétrica, sendo capazes de resolver desequilíbrios cujas consequências poderiam, de outra forma, ser fortemente ampliadas. Contudo, tal só será possível com uma própria digitalização dos sistemas, a fim de assegurar uma monitorização e controlo em tempo real.

Projetos Demonstradores de Flexibilidade

A flexibilidade tem sido um tema amplamente discutido no sector elétrico, ao longo dos últimos anos. A implementação e desenvolvimento de soluções que aumentem a flexibilidade do sistema requer um forte investimento em investigação e desenvolvimento, assim como a realização de projetos-piloto que permitam testar soluções a uma escala mais reduzida. Esta secção do relatório apresenta um conjunto de iniciativas, projetos e projetos-piloto que testam soluções de flexibilidade para as redes de distribuição e transporte.

Projeto EUniversal

O projeto EUniversal, financiado pela União Europeia, focou-se numa abordagem única para promover interoperabilidade de flexibilidade em toda a Europa, viabilizada pelo desenvolvimento do conceito da Interface Universal de Capacitação de Mercado (UMEI, sigla em inglês). [<https://euniversal.eu/>]

A UMEI representa uma abordagem inovadora, agnóstica, adaptável, modular e evolutiva que será a base para o desenvolvimento de serviços inovadores, soluções de mercado e, principalmente, implementação de mecanismos reais para a participação ativa do consumidor, consumidor-produtor e comunidade de energia na transição energética. Metodologias para utilização de flexibilidade como forma de mitigar problemas técnicos na rede ou como auxílio ao processo de planeamento de manutenção de redes são apenas alguns exemplos de ferramentas desenvolvidas no projeto. Estas ferramentas foram desenvolvidas considerando interações realistas com mercados de flexibilidade locais desenvolvidos e as inerentes interações com os prestadores de flexibilidade. Estas novas funcionalidades foram implementadas e testadas em três projetos de demonstração em países Europeus: Portugal, Alemanha e Polónia.

E-Redes (Piclo), Portugal

A E-REDES, o principal ORD em Portugal Continental, promoveu o primeiro leilão de mercado local de flexibilidade para as redes de distribuição com o lançamento do projeto-piloto FIRMe (Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado), num leilão de mercado local de flexibilidade ao nível das redes de distribuição, realizado na plataforma Piclo. Abrangendo oito zonas geográficas, distribuídas pelo território nacional, realizou-se já o arranque da primeira licitação que afere a disponibilidade dos utilizadores da rede elétrica de ajustarem o seu consumo e/ou produção para dar resposta às necessidades de operação de rede, mediante um pagamento do ORD.

Os resultados do primeiro leilão de flexibilidade local no mercado de energia em Portugal foram bastante promissores, tendo despertado o interesse de 21 prestadores de serviços para todas as oito oportunidades disponibilizadas. Neste leilão participaram 93% dos ativos registados, num total de 43 ativos qualificados, com as licitações a somar 36MW, distribuídos por 36 instalações de consumo com participação direta, duas instalações via agregador, três produtores e duas instalações de armazenamento.

O projeto-piloto considera 3 tipos de produtos para flexibilidade: *Dynamic*, *Secure* e *Restore*. O *Dynamic* é a utilização de flexibilidade em períodos de trabalhos de manutenção da rede, enquanto o produto *Secure* é utilizado para gestão de congestionamentos em determinados pontos da rede. Por sua vez, o produto *Restore* diz respeito a serviços utilizados para suportar o restabelecimento da rede face a eventos esporádicos resultantes de falhas da rede.

Armazenamento para flexibilidade, Reino Unido

Em dezembro de 2018, tiveram lugar os primeiros [concursos para a prestação de serviços de flexibilidade de Operadores de Rede de Distribuição](#) (ORD) do Reino Unido, com a intenção de que isso se torne uma atividade habitual no sistema elétrico.

Propostas separadas têm sido solicitadas por cada ORD, mas um esforço estruturado de harmonização relativamente a todo o processo de aquisição de flexibilidade local tem sido realizado, no contexto do programa Open Networks da ENA (Energy Network Association), nomeadamente normalização de contratos, especificação de produtos de flexibilidade, metodologia de *baseline*, análise de custo-benefício em relação à metodologia tradicional de investimentos na rede de distribuição.

As licitações visam conseguir o diferimento de investimentos na expansão da rede, a gestão de congestionamentos, o aumento da fiabilidade e o apoio à reposição de serviço na rede, e conduziram a contratos de longo prazo entre ORD e fornecedores de flexibilidade. Em 2022, as redes de distribuição de eletricidade da Grã-Bretanha licitaram níveis recorde de flexibilidade local pelo quarto ano consecutivo, com quase 4 GW em 12 meses.

Sthlmflex, Estocolmo

O mercado de flexibilidade [Sthlmflex](#) foi implantado na área de Estocolmo para resolver a falta de capacidade da rede, e é uma continuação de projetos-piloto em mercados locais de flexibilidade desenvolvidos noutras partes da Suécia, no contexto do projeto CoordiNet, financiado pela EU no âmbito do Horizonte 2020. Os serviços de flexibilidade desenvolvidos procuram também o diferimento de investimentos, a gestão de

congestionamentos e o aumento da resiliência da rede. O Sthlmflex visa melhorar a coordenação entre ORDs e ORT e entre ORDs. Os ORDs compram sobretudo serviços de gestão de congestionamento enquanto o ORT compra serviços de frequência.

NorFlex

[NorFlex](#) é um projeto de demonstração abrangente que foi desenvolvido de 2019 a 2022 por dois ORDs noruegueses (Agder Energi e Glitre Energi) e o ORT nacional, Statnett. O foco principal do projeto é a ativação da flexibilidade para diferimento de investimentos na expansão da rede e gestão de congestionamento na rede de distribuição, enquanto a flexibilidade residual é agregada para oferecer serviços de frequência ao ORT.

O projeto-piloto foi dividido em três fases de desenvolvimento: a fase de prova de conceito em 2019–2020, a fase de prova de mercado em 2020–2021 e a fase de preparação para o mercado em 2021–2022. Somente durante a fase final ocorreu a negociação de flexibilidade. Os agregadores independentes participaram no projeto piloto graças a uma exceção na regulação na Noruega.

GOPACS, Países Baixos

[GOPACS](#) foi uma das primeiras plataformas de coordenação ORT - ORD implementadas para solucionar congestionamentos de rede. O GOPACS está integrado nos mercados grossistas existentes, recorrendo à flexibilidade das plataformas de mercado. Inicialmente, a única plataforma de mercado colaboradora foi a Energy Trading Platform Amsterdam (ETPA), mas, a partir de maio de 2022, a participação da EPEX SPOT foi, também, anunciada.

Todos os operadores de rede nos Países Baixos participam na iniciativa, embora com níveis significativamente diferentes na contratação de serviços de flexibilidade através da plataforma, sendo os principais compradores a TenneT (ORT) e a Liander (ORD). Na primeira plataforma de mercado grossista conectada (ETPA), operaram principalmente clientes comerciais de média e pequena escala.

Enedis (ORD Francês)

Em junho de 2020, a ENEDIS, o principal ORD francês, lançou o primeiro concurso de flexibilidade. Foram lançadas licitações todos os anos desde 2020 para serviços de flexibilidade ascendente. A ENEDIS está agora a integrar flexibilidade descendente para resolver problemas de congestionamento ([projeto ReFlex](#)) e publicou nove modalidades, que têm vindo a ser desenvolvidas, de forma consistente para lidar com possíveis congestionamentos na rede de distribuição resultantes dos recursos distribuídos.

Soluções de Armazenamento

“Um sistema de armazenamento pode ser descrito como sendo um sistema que permita converter uma qualquer forma de energia noutra forma de energia passível de ser armazenada para, posteriormente, vir a converter essa energia armazenada noutra forma de energia que, nesse momento, nos possa ser útil.” [6]

As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas de diversas formas, nomeadamente:

- Tipo de energia de conversão (mecânica, eletroquímica, química/combustíveis, térmico);
- Tipo de aplicação ou função (sazonal, arbitragem, regulação de frequência, seguimento de carga, arranque em vazio, alívio de congestionamento, outros);
- Escala de aplicação (gestão da rede, industrial, consumo coletivo, mobilidade, residencial ou pequenos equipamentos).

Neste capítulo descrevemos sinteticamente um conjunto de tecnologias que são habitualmente referenciadas como soluções importantes para os desafios do sistema elétrico renovável e descentralizado, que podem ser distribuídas em duas categorias, quanto à finalidade:

- Armazenamento puro** - a energia elétrica armazenada será novamente convertida em eletricidade;
- Armazenamento na forma de energia final** quando ocorre conversão para outra forma de uso de energia final, como calor ou combustíveis;

Uso final de Energia

O armazenamento da produção de eletricidade excedentária, a partir de fontes renováveis como o sol ou o vento, não deve ser apenas subordinada a uma perspetiva “eletrocêntrica”, mas também dos usos finais da energia. Por exemplo, um reservatório doméstico de água quente pode ser um sistema de armazenamento de energia, se carregado em horas planeadas, em função da disponibilidade de eletricidade de um conjunto de painéis fotovoltaicos. A mesma analogia pode ser aplicável a um edifício, se este tiver uma elevada inércia térmica, aproximando-se do conceito de “reservatório de energia”.

Nas secções deste capítulo é dado maior destaque às soluções com maior expressão atual (p.ex. hídrica) ou previsível (p.ex. baterias eletroquímicas ou compensadores síncronos). Para um conhecimento mais aprofundado, é sugerida a leitura da referência [6]

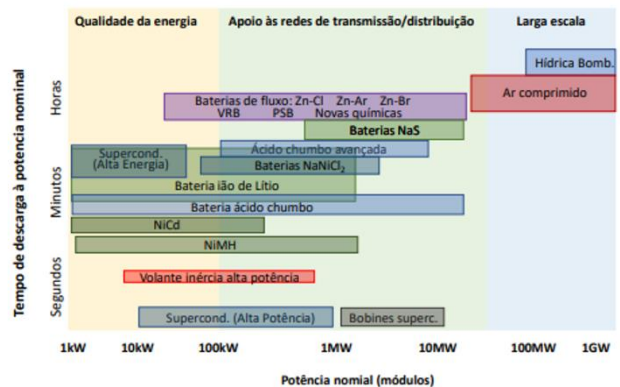


Figura 4 - Classificação das tecnologias de armazenamento puro⁶

Armazenamento Hidroelétrico

As albufeiras das barragens hidroelétricas, além de reservas de água, são também reservatórios de energia potencial, disponível para utilizar quando necessário.

As instalações com bombagem reforçam a potencialidade de armazenamento: durante os momentos em que a procura de eletricidade é reduzida, a energia excedente no sistema pode ser utilizada para bombear água de um reservatório com uma cota mais baixa para outro com uma cota mais elevada, armazenando a energia na sua forma potencial. Quando a procura por eletricidade aumenta, a água desloca-se dos reservatórios de cota mais elevada para os reservatórios de cota mais reduzida, produzindo eletricidade. O ciclo de bombagem e geração de eletricidade pode ser perpetuado indefinidamente função da disponibilidade de água e das capacidades instaladas.

Este tipo de tecnologia permite o armazenamento de eletricidade em larga escala, proporcionando uma resposta rápida às flutuações da procura. Algumas destas centrais têm ainda a capacidade para fazer controlo de tensão e integram máquinas que contribuem para a inércia de frequência do sistema. As barragens com albufeira são instalações com elevada complexidade construtiva e com elevados custos de investimento cuja rentabilidade depende de condições geográficas, hidrográficas e ambientais.

A hidroeletricidade é, atualmente, a fonte renovável com maior potência instalada em Portugal, aproximadamente 8,1 GW, dos quais 3,7 GW em bombagem, o que concede a esta tecnologia uma capacidade muito significativa, comparativamente ao consumo médio nacional. A central em Portugal com maior relevância para o armazenamento é o complexo do Alto Tâmega, com uma capacidade de armazenamento de água de cerca de 710 milhões de metros cúbicos. Tem uma potência instalada de aproximadamente 1.158 megawatts (MW), dos quais 880MW são reversíveis numa central de bombagem, Gouvães, com uma diferença de cota de 650m, motivo pelo qual a central foi denominada “gigabateria”.

⁶ Armazenamento de Energia em Portugal, Prof. Paulo Ferrão, Et al

No gráfico da Figura 5 observam-se os volumes de armazenamento em Portugal nos últimos anos, onde o ano de 2022 ganha especial destaque pela baixa hidráulicidade.

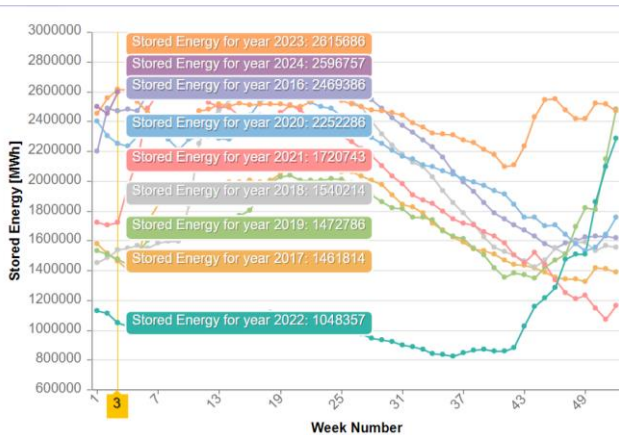


Figura 5 - Capacidade de Armazenamento de Albufeiras em Portugal [entsoe.eu]

Inércia mecânica

Em oposição aos sistemas hídricos, que permitem armazenamento sazonal, os sistemas de inércia são elementos importantes no muito curto prazo, para manter estável o fornecimento de energia elétrica.

Volantes de Inércia

Os volantes de inércia começaram a ser amplamente utilizados para estabilização da rotação de motores térmicos. Na segunda metade do século XX passam a ser também solução para estabilização da frequência da corrente alternada em sistemas elétricos isolados, particularmente em ilhas com elevada penetração renovável.

Em Portugal existe apenas um sistema deste tipo em operação, na ilha das Flores, Açores, com capacidade de 0,5MW, atuando como sistema de regulação de frequência. A energia acumulada num volante de inércia é diretamente proporcional à sua massa e ao quadrado do seu raio equivalente multiplicado pela velocidade:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (r_{eq} \cdot \omega)^2$$

A eficiência direta de conversão de energia é muito elevada, contudo diminui com o tempo de armazenamento devido à energia que é necessário fornecer para vencer continuamente as forças de atrito aerodinâmico, mecânico e eletromagnético. Assim, um sistema moderno e eficiente deve privilegiar velocidades elevadas (20.000 a 50.000 rpm) e adoção de câmaras de vácuo, entre outras soluções.

Condensadores Síncronos

Com o descomissionamento de centrais térmicas de produção centralizada, a adoção destes sistemas pode surgir como a opção natural para garantir a inércia de frequência necessária à estabilidade do sistema elétrico.

Como demonstração da sua importância foi anunciado em Novembro 2023, um projeto de instalação de 9 condensadores síncronos nos países bálticos, para fazer face ao impacto do desligamento dos sistemas elétricos Europeu e Russo (cada sistema pode ir até 600 MWh de energia), tendo como objetivo contribuir para:

1. Regulação de Frequência;
2. Resposta a curto-circuito;
3. Regulação de tensão (controlo de reativa).

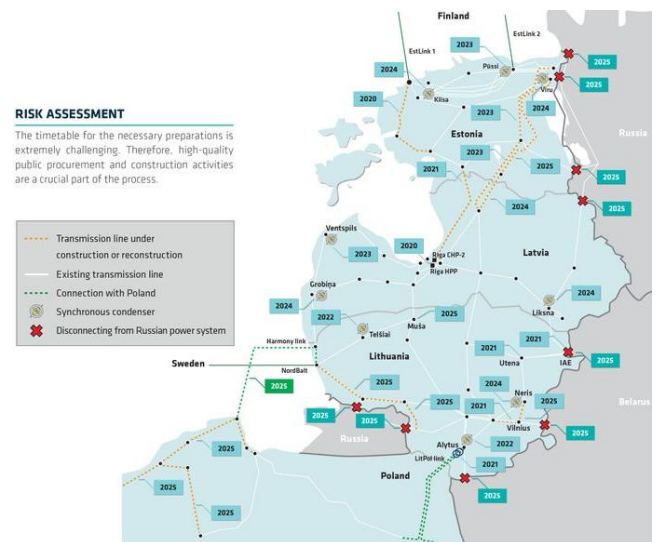


Figura 6 - Plano de desligamento da rede elétrica dos Países Bálticos à Rússia⁷

Armazenamento Eletroquímico

As baterias eletroquímicas são provavelmente a tecnologia de armazenamento mais presente no nosso dia a dia, desde o relógio de pulso, aos veículos elétricos, passando por inúmeros equipamentos eletrónicos. A sua utilização na rede elétrica é, porém, mais recente, mas já com alguns projetos-piloto muito relevantes, como os enumerados na página 6.

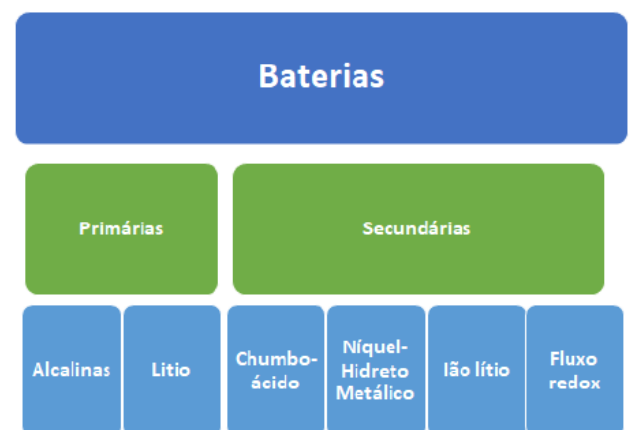


Figura 7 - Tecnologias de armazenamento por via eletroquímica

As baterias podem ser classificadas como primárias (utilização única) ou secundárias (recarregáveis), sendo que as segundas podem ser de interesse para sistemas

⁷ To Free the Baltic Grid, Old Technology Is New Again - IEEE Spectrum; <https://spectrum.ieee.org/baltic-power-grid>

de armazenamento. Atualmente o mercado é dominado pelas baterias de chumbo-ácido (80-90%) que, apesar de terem uma densidade energética relativamente baixa, têm menor custo de investimento e elevada taxa de reciclabilidade.

Contudo, as baterias de íões lítio têm sido a alternativa mais promissora para soluções de armazenamento, sendo a base para a mobilidade elétrica, mas também para soluções de armazenamento estacionário à escala da rede de distribuição ou de transporte.

Nas baterias de íões lítio destaca-se a maturidade tecnológica e o bom desempenho em diversos tipos de aplicações. Como principais constrangimentos, surge a disponibilidade de matérias-primas minerais (sobretudo disponíveis na América do Sul, China e Austrália) bem como a sua reciclabilidade, ambos associados à sua sustentabilidade.

Mais recentemente têm surgido algumas alternativas ao lítio, como as baterias de íões sódio, ou as células de fluxo-redox. Apesar de estarem num estágio de desenvolvimento ainda precoce, são soluções bastante promissoras para aplicações estacionárias, pois utilizam recursos mais abundantes e apresentam também boa escalabilidade.

Os sistemas de armazenamento eletroquímico estacionários podem ser uma ferramenta essencial para gestão de constrangimentos na rede de distribuição de energia. Alguns exemplos de aplicação para o seu potencial de modulação são as comunidades de energia, os complexos industriais eletrointensivos ou outras áreas de balanço, críticas à estabilidade da rede.

O Reino Unido foi pioneiro na adoção de baterias eletroquímicas para suportar a gestão do sistema elétrico, contando já com uma capacidade instalada de flexibilidade superior a 4GW. Esta tecnologia serve de suporte ao seu modelo de flexibilidade para a gestão da rede elétrica, apresentado no capítulo anterior.

Este tipo de tecnologia, aplicada à **mobilidade elétrica**, poderá desempenhar um papel importante na flexibilidade do consumo, em 2 modalidades distintas:

- a) **Flexibilidade de carregamento** – o utilizador define o tempo disponível para carregamento e o carregador otimiza a carga nas horas em que é mais económico, o que tem como vantagem menor impacto no número de ciclos da bateria, otimizando ainda o custo para o cliente;
- b) **Veículo para rede** - os veículos elétricos podem ceder energia elétrica ao sistema nos períodos de ponta que ocorrem no início da noite, carregando quando a energia tem um custo mais reduzido.

Na bibliografia indicada (Armazenamento de Energia em Portugal; Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento) são traçados alguns cenários que apontam qual a expectativa sobre a representatividade da mobilidade para o consumo de energia e o respetivo impacto na gestão da rede elétrica.^{8 9}

Mobilidade Elétrica

A partir do ano 2035 deixará de ser permitida na União Europeia a venda de veículos movidos a combustíveis fósseis.

No ano 2023 foram vendidos cerca de 230 mil veículos ligeiros de passageiros.

Se no ano 2035 forem vendidos 230.000 veículos elétricos, com capacidade média de armazenamento de 60 kWh, significa nova capacidade de armazenamento distribuída de 14GWh, a cada ano.

Ou considerarmos que em 2035 que 20% da frota automóvel em Portugal será elétrica (corresponde a 1 milhão de veículos) e que 10% dos veículos estarão ligados continuamente à rede, para carregamento lento, com uma potência média de carga de 7kW; significa um consumo contínuo de 700 MW de potência para mobilidade, potência essa que estaria disponível para modulação do equilíbrio produção-consumo.

Armazenamento Térmico

Tendo como foco a flexibilidade de consumo, o armazenamento térmico surge como uma solução viável, já amplamente disponível, que permite armazenar energia para uma utilização posterior à sua produção. Uma das vantagens práticas mais relevantes é permitir, com as tarifas e mecanismos adequados, ser um importante contributo direto para redução da fatura energética, independentemente da escala de consumo. Estas soluções podem ser utilizadas em 4 escalas: residencial, edifícios de serviços, pequena indústria e indústria intensiva.

Na dimensão residencial o exemplo mais comum é o aquecimento de água, através de termoacumulador ou Bomba de Calor. Um termoacumulador de 80L dispõe de uma capacidade de armazenamento de ~5kWh, superior à maior parte das baterias domésticas comerciais, que começam a ser adotadas. Assumindo um cenário de que, em Portugal, 1 milhão de famílias que utilizam termoacumulador nas suas casas, o que corresponde a 2GW de potência instalada e 4,5GWh de capacidade de armazenamento térmico. A transição para as bombas de calor irá permitir aumentar significativamente a eficiência de conversão destes sistemas, reduzindo potência instalada e reduzindo o contributo para o sistema elétrico, contudo o volume de armazenamento irá potencialmente aumentar.

⁸ Associação Automóvel de Portugal - <https://www.acap.pt/pt/estatisticas>

⁹ Balanço Energético Nacional 2022, DGEG



Beneficiando da evolução tecnológica, as diversas soluções de Armazenamento e os restantes Recursos Energéticos Distribuídos irão assegurar, em complemento com os processos tradicionais, a flexibilidade necessária para uma adequada segurança de abastecimento e uma operação fiável e eficaz.

Jorge Esteves, Diretor de Infraestruturas e Redes, ERSE



Na dimensão de edifícios, surge o conceito “*Building-as-Battery*” que se traduz na utilização de soluções construtivas com melhor isolamento térmico ou com utilização de materiais de elevada inércia térmica que permitam tornar a habitabilidade mais resiliente às variações de temperatura exterior e podem conduzir à deslocação temporal de utilização dos sistemas de aquecimento ou arrefecimento. Existem, por exemplo, alguns materiais com mudança de fase entre 23°C e 26°C que podem ser utilizados como bateria para manter a temperatura dos edifícios. Por outro lado, se o objetivo for arrefecer o edifício poderão ser utilizados bancos de gelo. Esta tecnologia permite utilizar a energia elétrica quando é economicamente mais vantajosa, convertendo-a em água gelada através de um *chiller*. Essa água poderá ser utilizada para arrefecer o edifício em horas em que a energia elétrica é mais onerosa.

Na dimensão industrial podem ser enumerados também alguns exemplos, mais ou menos inovadores, desde os acumuladores de vapor, centrais de concentração solar com acumuladores ou tecnologias de armazenamento de alta temperatura utilizando materiais com elevada capacidade térmica (metais ou minerais). Estas podem ser resposta para melhorar a performance económica na eletrificação da produção de calor. Poderão também ser utilizados tanques de armazenamento de gelo para armazenamento das necessidades de frio à semelhança do descrito no paragrafo anterior

Armazenamento químico

Na categoria de descolamento temporal, outra solução emergente é a conversão da eletricidade em combustíveis, que podem ter várias aplicações através da produção de H₂, por eletrólise da água:

- armazenamento direto de H₂ para consumo numa instalação dedicada;
- injeção na rede de Gás Natural, em função da disponibilidade e mix da rede, como solução de descarbonização parcial do gás distribuído;
- conversão em combustíveis sintéticos (e-fuels) líquidos ou gasosos mais simples de armazenar que o Hidrogénio, e com potencial utilização em setores mais difíceis de descarbonizar.

No caso do hidrogénio verde, produzido através de eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, este poderá ainda ser novamente convertido em eletricidade, por exemplo em centrais termoelétricas. Contudo, a eficiência do ciclo completo será inferior a 50%, tornando esta uma solução economicamente pouco promissora.

Por outro lado, a conversão de eletricidade em combustíveis como forma de uso final da energia será certamente uma via muito promissora para descarbonização de alguns setores que precisam de:

- a) utilização de calor em muito alta temperatura, como a indústria transformadora
- b) muito elevada densidade e quantidade de energia, por exemplo o transporte de longo curso.

O aproveitamento dos picos de geração de eletricidade renovável para produzir Hidrogénio para a rede de Gás Natural é uma solução importante para uma transição energética sustentável, em diversos sentidos. Os próximos anos serão importantes para resolução dos desafios de custo de tecnologia, maximização horária e domínio da operabilidade dos sistemas de eletrólise.

Os projetos-piloto, alguns já em desenvolvimento em Portugal, poderão demonstrar as soluções de integração, bem como serem âncora para a aprendizagem e melhoramento tecnológico para a expansão a mais larga escala.

A produção de hidrocarbonetos sintéticos, neutros em carbono, a partir do Hidrogénio e através de processos termoquímicos mais ou menos complexos, por exemplo Fischer-Trops ou síntese do Metanol, aptos a substituir os combustíveis fósseis, ainda hoje amplamente utilizados em todos os setores. Estes processos permitem associar Hidrogénio verde a moléculas de CO ou CO₂, dos quais se obtém combustíveis estáveis e fáceis de armazenar. As fontes do carbono podem ser fontes biogénicas, resultantes de combustão de biorrefinarias (p.ex. os processos do setor de pasta e papel) ou outras emissões industriais fósseis, mas difíceis de substituir (p.ex. do ciclo de carbono na produção de clínquer).

O plano Nacional do Hidrogénio prevê, em 2030, uma potência instalada de eletrolisadores entre 2 e 2,5MW. Desta capacidade, uma parte significativa poderá ter nos seus modelos de operação a prestação de serviços de flexibilidade para a rede elétrica, podendo representar um contributo importante para a gestão da rede de transporte e distribuição.

Também na bibliografia indicada (Armazenamento de Energia em Portugal; Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento) são traçados alguns cenários sobre o volume expectável de produção de Hidrogénio verde, bem como o contributo que os sistemas de eletrólise podem dar para a flexibilidade do sistema.

Outras soluções de armazenamento

Ar Comprimido

O armazenamento de energia em ar comprimido consiste na conversão de energia elétrica em energia potencial, comprimindo o ar e armazenando-o em reservatórios, para posterior utilização dessa energia para melhorar a eficiência na propulsão num ciclo termoelétrico (turbina a gás), para gerar eletricidade quando necessário.

A eficiência do sistema é influenciada pela eficiência da compressão, do armazenamento e da expansão. Esta tecnologia oferece várias vantagens, como a capacidade de armazenar energia em larga escala, flexibilidade geográfica, abundância do recurso (ar), bem como rápida resposta à procura. No entanto, esta tecnologia apresenta uma eficiência relativamente baixa em comparação com outras de armazenamento de energia.

A capacidade mundial instalada actualmente corresponde a 450MW, dos quais 96% estão circunscritos a 2 centrais termoelétricas: uma nuclear na Alemanha (1978) e outra a carvão no Alabama, EUA (1991), ambas com a função de flexibilidade de produção de eletricidade. Estas podem, por isso, ser consideradas como instalações de demonstração.

Existem alguns estudos mais recentes que visam aumentar a eficiência global destas instalações, nomeadamente pelo aproveitamento do calor residual gerado no processo de compressão. Contudo o elevado custo de investimento e baixo rendimento elétrico tornam esta tecnologia tendencialmente pouco viável.

Considerações Finais

A segurança energética é vista pelos cidadãos de países desenvolvidos como um dado adquirido, contudo em diversas regiões do globo a disponibilidade contínua de fontes de energia não é ainda uma realidade. Portugal tem conseguido melhorar continuamente a sua segurança energética, fruto de um bom planeamento, da capacidade dos operadores de rede e de políticas públicas que têm permitido garantir a continuidade de planos de longo prazo, assim como a boa cooperação com a Europa.

A integração de produção de eletricidade renovável e redução da dependência de recursos exógenos tem sido também um aspeto em que o país se tem conseguido superar ao longo dos anos. Um sistema elétrico que nasceu fortemente suportado em centrais hídricas e uma transição renovável no início no século XXI para a energia eólica têm garantido elevadas percentagens de produção renovável.

As centrais termoeletricas a Gás Natural continuarão a ser essenciais na continuidade do serviço sempre que a produção renováveis não for suficiente para abastecer o consumo e enquanto os mecanismos de flexibilidade e a capacidade de armazenamento não tiverem a dimensão necessária para garantir a segurança e qualidade do abastecimento de energia.

Estamos atualmente perante um período de grande crescimento de capacidade fotovoltaica e com uma maior dispersão de ativos da rede que, em conjunto com a menor disponibilidade de geração elétrica despachável e com inércia girante, trazem novos desafios para os quais deverão ser procuradas novas soluções.

Desafios

- ✓ O crescimento e maior dispersão dos ativos participantes na operação da rede elétrica aumenta a complexidade do planeamento e gestão da mesma, e maior dependência de sistemas automatizados de gestão e operação.
- ✓ É necessário desenvolver modelos de previsão precisos e dinâmicos para garantir a segurança de abastecimento, permitindo maior capacidade de resposta a curto prazo e um melhor planeamento a longo prazo.
- ✓ O planeamento e operação da rede terá maior dependência de soluções de armazenamento que permitam de forma económica e eficiente manter a previsibilidade e estabilidade.
- ✓ O custo da energia para os consumidores ficará mais dependente da sua capacidade de adaptação aos sinais do mercado, bem como da sua disponibilidade para contribuir para a flexibilidade da curva da procura.
- ✓ Um enquadramento regulatório que encoraje a participação e o investimento, é fundamental para o desenvolvimento dos serviços de flexibilidade.

Mecanismos de Resposta

- ✓ Os mecanismos de flexibilidade ajudam a equilibrar a oferta e procura, permitindo reduzir os custos e a urgência relacionada com a expansão da rede, para fazer face crescente capacidade instalada de renováveis.
- ✓ As centrais hidroelétricas poderão ter ainda maior importância na gestão da rede, nomeadamente com uma expectável crescente utilização da bombagem para potenciar as albufeiras como reservatórios de energia.
- ✓ Novos ativos de “consumo despachável”, por exemplo eletrolisadores, produção e armazenamento de calor, armazenamento de produtos intermédios, outros, serão cenários a ter em consideração para diminuir os custos de energia dos consumidores, permitindo otimizar a fatura energética.
- ✓ A utilização integrada de diferentes vetores energéticos (calor, mobilidade, combustíveis) para o armazenamento de energia pode ser uma solução económica e orgânica para responder aos sinais de mercado face à disponibilidade de recursos renováveis (em particular vento e sol).

Importa refletir que o futuro da rede elétrica se traduz num aumento significativo dos seus “graus de liberdade”, isto é, no número de variáveis do qual depende o equilíbrio do binómio de produção-consumo. Este aumento de complexidade traduz-se em mais: ativos de produção; ativos de consumo modulável; áreas de balanço; dados para monitorização; interações de comunicação, ordens de produção e consumo, entre outros. Acresce a isso o facto de existirem mais participantes de mercado onde a incerteza sobre a capacidade de resposta é relevante, quer por falhas de comunicação, disponibilidade, falhas de previsão, ou falhas tecnológicas.

A continuidade do fornecimento de eletricidade depende também da capacidade, disponibilidade, agilidade e confiabilidade dos sistemas de controlo e operação das redes, que são continuamente adaptados para dar resposta às novas necessidades e características dos diversos ativos ligados na rede.

Tem sido feito um caminho notável no crescimento da utilização de fontes renováveis de energia e na capacidade de adaptação dos sistemas para a sua integração. A próxima etapa traz desafios acrescidos para a segurança dos sistemas e acessibilidade económica, mas a diversidade e complementaridade de soluções disponíveis permitirá dar continuidade a uma transição energética que dependerá mais da participação de outros setores da sociedade, sendo cada vez mais fácil aos cidadãos ter uma participação ativa neste caminho para a neutralidade climática.

AUTORES

ANDREIA CARREIRO

BRUNA TAVARES

EMANUEL DELGADO

JOSÉ SARILHO

LUÍS BASTOS

MÁRIO COUTO

AGRADECIMENTOS

Os membros do programa Future Energy Leaders Portugal agradecem as sugestões recebidas de Bruno Nunes, Jorge Esteves e Rita Mota.

Os agradecimentos estendem-se ao Engenheiro Bento Morais Sarmento, e ainda a Marisa Serra, Pedro Ferreira, Henrique Pombeiro Ana Gomes.

Sobre a APE – Associação Portuguesa de Energia

A Associação Portuguesa de Energia é uma instituição privada, de utilidade pública, sem fins lucrativos, constituída em 1989 que desenvolve atividade na área da energia sustentável, procurando dinamizar a reflexão e o debate em áreas ligadas à evolução do sector energético e desenvolver ações que reforcem o seu papel na economia e na qualidade de vida em Portugal. A APE assegura a representação nacional no Conselho Mundial de Energia (*World Energy Council*), tendo como associados as principais empresas e organismos públicos do sector energético, bem como da indústria transformadora e dos serviços.

Mais informação disponível em www.apenergia.pt

Sobre o FELPT

O FELPT é uma iniciativa que visa promover o debate sobre questões prementes do sector energético, ajudar a moldar soluções para o futuro do sector no contexto português.

O programa FELPT assenta em ideias criativas com potencial inovador para desafiar o pensamento convencional e explorar novas estratégias para o futuro dos sistemas energéticos, oferecendo aos jovens profissionais uma oportunidade única de aprender, desenvolver competências e participar no debate de questões de energia.

Para mais informação sobre o programa FELPT siga-nos em:



Contactos:

FELPT Board e-mail: felpt@apenergia.pt

Associação Portuguesa de Energia e-mail: geral@apenergia.pt