

Retrospectiva e Lições de um Apagão

Position Paper



INESCTEC

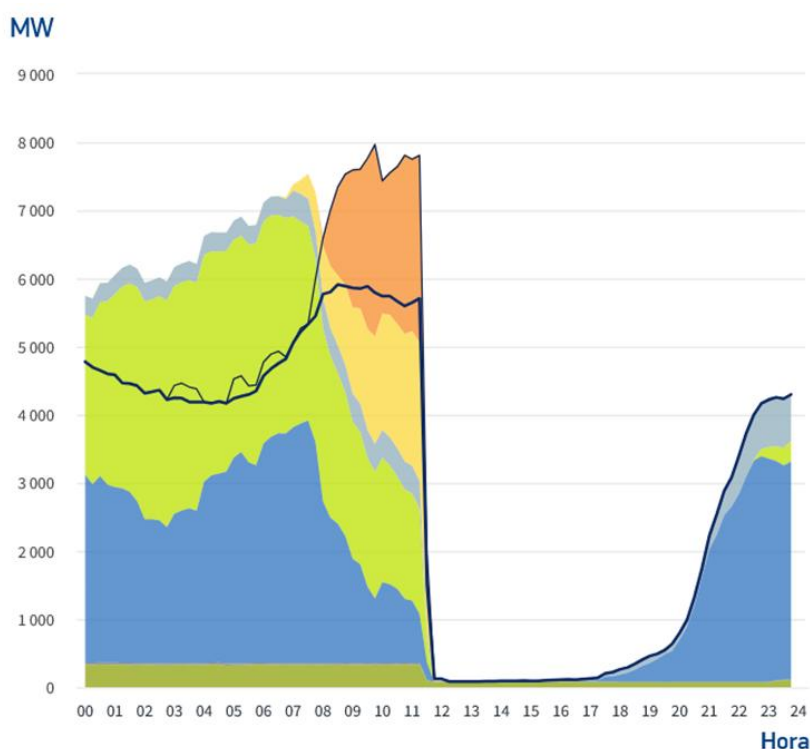
CREATING A FULFILLING
AND SUSTAINABLE FUTURE
THROUGH IMPACTFUL
**SCIENCE, TECHNOLOGY
AND INNOVATION.**

1 Position paper

Segunda-feira, 28 de abril, às 11h33 da manhã, hora de Portugal.

O sistema elétrico de Espanha está com uma carga global de quase 33 GW, exportando ainda para Portugal, França e Marrocos, sendo alimentado a partir de 23 GW de produção solar PV e cerca de 3 GW de produção eólica. No sistema, a geração síncrona é assegurada apenas por cerca de 3.5 GW de produção nuclear, 1.5 GW de produção a partir de unidades de ciclo combinado, 1 GW de centrais a biomassa e 1GW de produção solar térmica de concentração. Praticamente não existe produção hídrica.

O sistema elétrico de Portugal com uma carga de 5800 MW, acrescidos de mais de 2100 MW de bombagem (ver figura), importa mais de 2500 MW de Espanha, aproveitando dos muito favoráveis preços de mercado da produção solar em Espanha, sendo a maior parte desta potência utilizada para bombagem nas centrais hídricas reversíveis. A componente de produção síncrona é também muito baixa: cerca de 185 MW de produção hídrica em centrais de fio de água e 270 MW em produção em centrais térmicas a gás de ciclo combinado, acrescida de 90 MW em centrais de biomassa e 20 MW de cogeração.



Fonte: REN

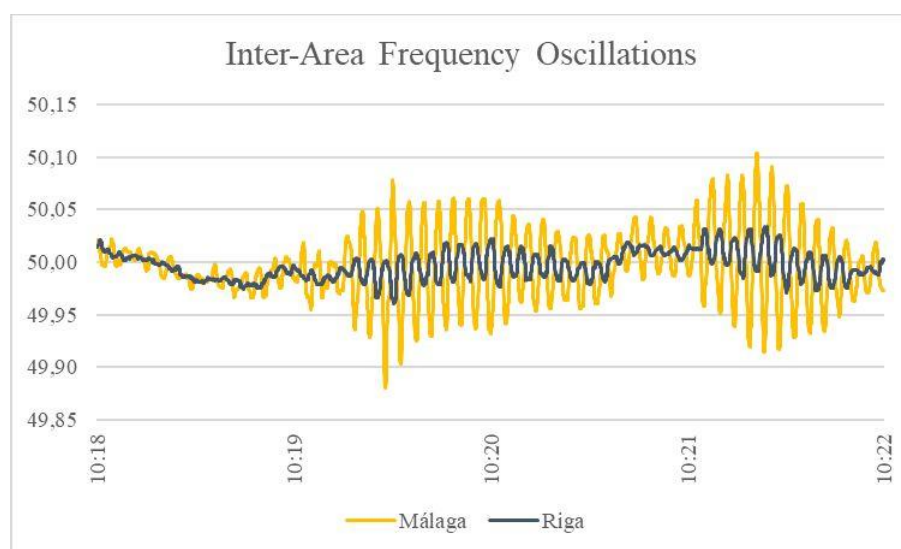
O sistema elétrico tem de garantir permanentemente o equilíbrio entre oferta e procura, equilíbrio esse que é monitorizado pelo valor da frequência, uma grandeza fundamental, medida em Hertz (Hz), e que assume um valor de 50Hz (Europa) quando o sistema elétrico de energia está em equilíbrio. Quando o consumo excede a produção, a frequência desce, e quando a produção excede o consumo, a frequência sobe. Este desvio de frequência é um indicador

crítico para os operadores de rede, que o utilizam para ajustar a produção e o consumo de modo a manter um sistema estável.

As oscilações e a evolução da frequência

Por volta das 11h20 nesse dia, são detetadas flutuações anómalas de frequência na rede elétrica da península Ibérica, registadas por PMUs (Phasor Measurement Unit), dispositivos que são usados para medir com grande precisão a amplitude e o ângulo de fase da tensão e corrente nos sistemas elétricos. Estas PMUs estão instaladas em Málaga e Porto (INESC TEC), verificando-se que estão em oposição de fase com as oscilações de frequência detetadas pela PMU de Riga, sendo que as oscilações são pouco amortecidas. Estas frequências de oscilação, estão entre os 0,2 Hz e 0,7 Hz, e permanecem no sistema até à ocorrência do incidente principal embora com uma amplitude menor.

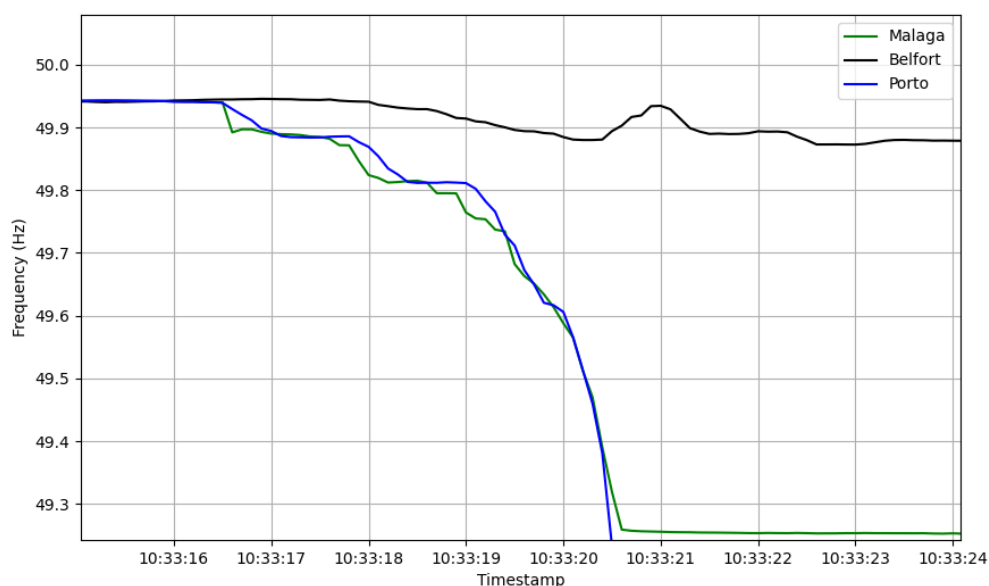
Na figura seguinte, é possível analisar a evolução das frequências de Málaga e Riga, obtidas do [Grid Radar](#).



Fonte: Grid Radar

Às 12h33m16 dá-se uma primeira perda de geração no sudeste de Espanha, seguido de uma segunda perda de geração às 12h33m18. Estamos perante uma contingência n-2 de geração, um evento extremamente raro. Na sequência deste episódio, a frequência reduz-se significativamente a partir das 10h33m18 e várias centrais de geração fotovoltaica desligam-se seguidamente automaticamente da rede, seguindo os seus protocolos de proteção para evitar comprometer a integridade dos seus equipamentos. Nos primeiros 5 segundos são perdidos cerca de 15 GW de produção em Espanha. A frequência do sistema Ibérico segue uma trajetória dramática de rápido afundamento, levando à desligação de todas as unidades de geração em Portugal e Espanha. A derivada (ou taxa de variação) da frequência em relação ao tempo foi superior a 1,5 Hz/s em Portugal, o que demonstra a velocidade com que o sistema estava a perder o seu equilíbrio. Os sistemas de proteção atuaram conforme planeado, levando, à perda de geração e à saída de serviço da interligação com França. A evolução temporal da frequência

durante 9 segundos em alguns nós do sistema Europeu (Porto, Málaga e Belfort) pode ser observada na figura seguinte.



Fonte: Laboratório x-Energy (INESC TEC) + Grid Radar

Face ao enorme déficit de produção que ocorreu no sistema ibérico, a frequência do sistema afundou muito rapidamente levando à atuação do controlo de emergência através de sistemas de deslastre frequencimétrico de cargas, que foram desligadas pela seguinte ordem: as bombas nas centrais de bombagem, os consumos de consumidores com cargas interruptíveis que participam no controlo de frequência, e algumas cargas não prioritárias nas redes de distribuição. No entanto, dado ao enorme déficit de produção foi, mesmo assim impossível parar o afundamento de frequência, pelo que todas as unidades de geração ainda em serviço foram sucessivamente desligadas por atuação das suas proteções de frequência, que visam garantir a sua integridade, dando-se o colapso total do sistema. A resposta operacional à perturbação incluiu, desde logo, e também a ativação do controlo primário de frequência e a mobilização de reservas secundárias e terciárias, ainda durante os momentos iniciais da perturbação.

A reposição de serviço

Face ao black-out seguiu-se implementação de procedimentos de black-start. As centrais com contratos de black-start (capacidade de arranque autónomo) em Portugal foram ativadas, Castelo de Bode e Tapada do Outeiro, criando-se ilhas elétricas em torno destas e fazendo a religação de pequenas cargas por pequenos passos (primeiro com passos de aproximadamente 5 MW, e depois de 10 MW e 30 MW). Este processo levou naturalmente algum tempo, porque uma reposição demasiado rápida poderia levar a grandes variações de frequência e tensão, conduzindo a novos colapsos do sistema, o que aliás até ocorreu.

Até às 22:00, a REE havia restaurado 43,3% da procura e reenergizado 421 das 680 subestações (62%), com o fornecimento a exceder os 90% na madrugada de terça-feira. Em Portugal, no

mesmo horário, a REN conseguiu restabelecer energia a 85 das suas 89 subestações e estações de corte, permanecendo apenas Trafaria, Divor, Estremoz e Portimão sem energia. Nesse momento, cerca de 2,5 milhões de consumidores portugueses já tinham eletricidade, estando já restabelecida a interligação com a rede europeia e, ao final da noite, a quase totalidade do consumo em Portugal. Apesar de tudo, a reposição de serviço em Portugal correu bem e foi desenvolvida com grande proficiência em resultado de uma excelente coordenação entre os operadores da rede de transmissão e de distribuição.

A análise do incidente

Como em todos os blackouts há perceber o que ocorreu, e em particular o que esteve na origem da saída de serviço de geradores em Espanha que provocaram a sequência de acontecimentos descritos. A análise *post mortem* de registos de atuação temporal das diferentes proteções e a evolução temporal de tensões e frequências irá permitir perceber o incidente. Eventualmente deverão também ser realizados estudos para reproduzir as condições de operação pré-perturbação e perceber o que esteve na origem do incidente.

Embora as causas específicas ainda estejam sob investigação, a análise dos resultados de avaliação da origem de situações semelhantes aponta para três possíveis fatores: a perda súbita de geração (contingência n-2) de geração; a baixa inércia do sistema num quadro de alta penetração de renováveis, que torna o comportamento da frequência mais sensível a desequilíbrios; e problemas de excursões e de tensão e seu controlo.

As oscilações de frequência entre áreas do sistema ibérico e dos países bálticos está associado a um problema designado na literatura como de estabilidade de pequeno sinal, em que oscilações de potência gerada induzem variações de frequência e flutuações de tensão que podem ter valor elevado. Em sistemas fracos, com baixa potência de curto-circuito, mesmo pequenas perturbações de ângulo podem causar oscilações de tensão significativas.

Efetivamente, estas oscilações, também conhecidas como LFO (*low frequency oscillations*), constituem um fenómeno em que grupos de máquinas síncronas de diferentes regiões oscilam entre si (0,1 - 2,0 Hz) e podem gerar desvios que o sistema não consegue conter. Estas oscilações estão associadas a oscilações eletromecânicas que surgem das interações entre massas girantes de geradores síncronos, sistemas de excitação, estabilizadores de sistemas de potência (*Power System Stabilizers -PSS*) e controladores de conversores eletrónicos de potência. Se não forem devidamente amortecidas, podem causar danos aos equipamentos, desconexão de geração e, no pior cenário, induzir fenómenos de falha em cascata que podem conduzir à perda total de fornecimento de eletricidade. Não será, pois, de desconsiderar a eventual ocorrência de fenómenos deste tipo no incidente que deu origem ao *black-out*.

Não são ainda de descartar fenómenos de instabilidade associados ao comportamento dos conversores eletrónicos dos geradores eólicos e solares PV, em que estes podem oscilar entre si.

É importante notar que este incidente não é o primeiro evento significativo de instabilidade na rede ibérica. Em 24 de julho de 2021, ocorreu uma separação do sistema elétrico europeu continental, quando a Península Ibérica (Portugal e Espanha) foi separada do resto da Europa devido a uma série de eventos em cascata desencadeados por um incêndio florestal na região

de Moux, no sul de França. Este incêndio causou falhas nas linhas de transmissão Baixas-Gaudière, levando à sobrecarga das linhas de interligação remanescentes entre França e Espanha, à perda de sincronismo e, finalmente, à separação completa do sistema. A península experimentou uma queda de frequência significativa (mínimo de 48,65 Hz), o que provocou a saída de serviço por deslastre frequencimétrico de bombagem e outras cargas, e alguma geração renovável, que estava ligada à rede de distribuição, tendo sido possível salvar o sistema de um apagão. Nessa altura a velocidade de degradação da frequência foi mais lenta – 0,7 Hz/s de taxa de diminuição da frequência.

Lições

De todo este processo há que retirar conclusões sobre a forma de como explorar um sistema com um volume tão elevado de produção de eletricidade baseada em conversores eletrónicos do tipo *grid following*, no jargão anglo-saxónico (quase 80 % em Espanha).

Alguns operadores da rede de transmissão europeia, incluindo a REE, têm vindo a instalar sistemas denominados *Wide Area Monitoring* (WAM), que, com base nas PMUs, lhes permite monitorizar as condições de estabilidade do sistema e detetar perturbações como as identificadas no dia 28 de abril, gerando alarmes que alertam os operadores do sistema. A implementação alargada destes dispositivos é essencial para os atuais sistemas elétricos, permitindo uma análise detalhada dos eventos e a definição de ações corretivas.

Estes sistemas estão, no entanto, a evoluir para considerarem funções de suporte à operação em tempo real, integrando também funções de proteção e controlo (WAMPAC), que associam à monitorização ações de controlo automáticas, por exemplo, o despacho automático dos geradores ou a abertura de linhas de interligação entre as diferentes áreas da rede (por exemplo, as interligações França-Espanha), que assegurem a integridade do sistema e sejam capazes de evitar eventos de falha em cascata. Estes sistemas permitirão simplificar a análise, deteção e mitigação de eventos complexos, tendo em conta características de estabilidade observáveis, sem necessidade de pré-definir combinações ou sequências de eventos.

Assim os operadores de sistema devem instalar ferramentas de monitorização de segurança dinâmica face a incidentes, que os alertem para condições de operação limite e lhes permitam identificar procedimentos de controlo preventivo e corretivo em tempo útil, bem como definir através de simulação e aprendizagem automática, em fase de planeamento operacional do sistema (e.g., dia seguinte), um conjunto de medidas corretivas para as contingências mais severas do sistema.

Estas ferramentas podem corresponder a gémeos digitais do sistema elétrico, reproduzindo o comportamento esperado do sistema face a perturbações. O recurso a Inteligência Artificial (IA) tem sido frequentemente apontado como uma solução promissora para enfrentar este tipo de eventos. No entanto, eles são caracterizados por terem uma probabilidade extremamente baixa — e, por conseguinte, sem registos históricos suficientes para aprendizagem automática — e também se desenrolam em escalas temporais da ordem dos milissegundos a segundos o que os torna, por vezes, mais rápidos do que o tempo de inferência de algoritmos de IA modernos e até do tempo de reação humana.

Por este motivo, apenas a hibridização da IA com as equações físicas que regem o funcionamento do sistema elétrico, a sua interoperabilidade com outras ferramentas já implementadas nos centros de despacho e controlo, e a existência de uma interface adequada com o operador humano poderão garantir um impacto verdadeiramente positivo no processo de tomada de decisão.

Em última análise, o que se exige ao nível do software são soluções capazes de acelerar a capacidade de simulação e proporcionar uma análise a priori do impacto de eventos na rede, construindo depois assistentes virtuais para a operação da rede. Estas soluções devem considerar tanto fatores internos à infraestrutura — como o nível de inércia ou o envelhecimento dos ativos — como fatores externos, nomeadamente a crescente influência de fenómenos atmosféricos extremos e de ciberataques. Acresce ainda que estes eventos tendem a propagar-se no espaço e no tempo, nem sempre afetando áreas geograficamente próximas.

Importa também referir a necessidade de adoção de metodologias probabilísticas, em detrimento de metodologias determinísticas, capazes de quantificar a probabilidade de ocorrência de um determinado evento e o impacto da sua ocorrência, permitindo uma quantificação do risco e a eficácia de ações preventivas.

Mas sobretudo importa avaliar a necessidade de instalar e afinar sistemas de estabilização (PSS – *Power System Stabilizers*) ou re-calibrar PSS já em operação que podem estar associados a máquinas síncronas, FACTS ou a conversores eletrónicos que operem em modo *grid forming*. A presença de conversores em modo *grid forming* é central para uma futura operação estável do sistema dado permitirem emular o comportamento de máquinas síncronas, participando no controlo de tensão e frequência do sistema. Estes conversores podem ser associados a baterias, identificando estrategicamente quais os nós da rede de transmissão onde os instalar e dimensionando-os adequadamente de forma robusta, de maneira a garantir a sua eficácia em diversas configurações de exploração do sistema e perante várias classes de problemas de estabilidade (estabilidade transitória, estabilidade de frequência, estabilidade de tensão, estabilidade de pequeno sinal, estabilidade associada aos conversores eletrónicos). Os conversores eletrónicos operando em modo *grid forming* podem ainda colmatar eficazmente a redução de inércia síncrona do sistema, pois contribuem com inércia sintética para a operação do sistema.

É, no entanto, essencial que o mercado de serviços de sistema considere futuramente novos serviços sistema de regulação primária de frequência (FCR – *Frequency Containment Reserves*), para além dos serviços de Reserva de Restabelecimento da Frequência automática e manual (aFRR e mFRR), que poderão ser fornecidos por exemplo por sistemas de armazenamento de energia. A REN anunciou em janeiro o lançamento de um projeto piloto para a participação de FCR por parte de fontes renováveis. É de considerar ainda o fornecimento de serviços de sistema mais avançados como o Fast Frequency Response – FFR, a fornecer por conversores eletrónicos de baterias ou até mesmo de geradores renováveis, garantindo respostas muito rápidas às variações de frequência, o que permite melhorar a estabilidade global do sistema elétrico.

Não obstante, e em complemento, torna-se necessária a avaliação da necessidade de utilização de grupos síncronos em modo de compensador síncrono fornecendo serviços de sistema de inércia, isto é, podendo funcionar como uma carga, do tipo motor, em baixo regime de potência

(só alimentação das perdas da própria máquina), permitindo não só efetuar o controlo de tensão, mas também fornecer inércia síncrona à rede, útil para controlar oscilações de frequência.

A alteração de parâmetros dos sistemas de proteção é também uma medida muito importante para aumentar a resiliência da rede, conforme recomendado pela ENTSO-E no documento "Limited Frequency Sensitive Mode" (2018). Este prevê o alargamento dos limites de frequência para os módulos de geração, que devem permanecer ligados entre 47,5 Hz e 51,5 Hz por pelo menos 30 minutos. Paralelamente, devem ser implementados sistemas de resposta coordenada a sobrefrequência (LFSM-O, ativado a 50,2 Hz) e a subfrequência (LFSM-U, ativado a 49,8 Hz), com tempos de resposta adequados para cada tecnologia. Estas medidas visam evitar deslapses desnecessários de geração durante perturbações graves, como separações de sistema, proporcionando tempo para que os operadores implementem medidas corretivas e mantenham a estabilidade da rede.

Em face do que foi descrito, o que importa destacar é que existem soluções técnicas que permitem operar com segurança os sistemas elétricos com grandes volumes de produção renovável ligada à rede através de conversores eletrónicos. De referir que a Madeira e os Açores têm histórias de sucesso para contar com a integração de grandes volumes de produção renovável, operando as suas redes com conversores em modo *grid forming* onde é possível emular inércia sintética, controlar tensão e frequência com excelente desempenho, garantido a estabilização de fenómenos transitórios de forma muito rápida. Há assim que transpor e adaptar para as redes continentais alguma da experiência de sucesso recente de operação destes sistemas insulares.

Infraestruturas críticas – Identificação e mitigação de riscos

O evento de dia 28/04 veio recordar-nos a relevância da rede elétrica na sociedade atual e na fiabilidade e resiliência de outras infraestruturas críticas como por exemplo as infraestruturas de telecomunicações e os sistemas de abastecimento de água.

O Decreto-Lei n.º 22/2025, de 19 de março, estabelece os procedimentos para a identificação, proteção e resiliência das infraestruturas críticas nacionais. O Decreto-Lei estabelece a obrigação da definição de planos de resiliência para cada infraestrutura crítica e prevê sanções em caso de incumprimento. Prevê também o procedimento de identificação nacional de riscos e a definição da estratégia nacional de resiliência.

No caso do sistema elétrico de energia, estas infraestrutura incluem por exemplo a rede elétrica de transporte, distribuição, subestações, produção de eletricidade, sistemas de armazenamento de energia e agregadores.

A identificação de risco e de planos de segurança é muito relevante. No entanto, é importante que os operadores das infraestruturas críticas disponham de enquadramento regulatório adequado para a definição de planos de investimento que integrem critérios associados à resiliência dos sistemas. Esse planeamento deve também ser integrado, considerando as interdependências entre as diferentes infraestruturas, considerando como parte da solução novas tecnologias digitais e a flexibilidade de recursos energéticos distribuídos (i.e produção renovável, sistemas de armazenamento de energia e cargas flexíveis).

