



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Mecanismos de garantia de confiabilidade em sistemas elétricos

Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Lucca Zamboni
Lillian Monteath
Mário J. Daher
Marcello Matz
Cristina Rosa

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 135

Março de 2025
Rio de Janeiro



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 135

Mecanismos de garantia de confiabilidade em sistemas elétricos

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Lucca Zamboni

Lillian Monteath

Mário J. Daher

Marcello Matz

Cristina Rosa

ISBN: 978-85-7197-022-9

Março de 2025

Sumário

Introdução.....	3
1. Evolução dos Mecanismos de Garantia de Confiabilidade.....	6
2. Experiências Internacionais.....	7
2.1. Austrália.....	7
2.2 China.....	8
2.3 Europa	9
2.3.1 Espanha.....	10
2.3.2 Itália	12
2.3.3 Reino Unido.....	13
2.3.4 Polônia.....	15
2.3.5 França	16
2.4. Estados Unidos	17
3. O Caso Brasileiro	24
4. Considerações Finais.....	25
Referências Bibliográficas.....	26

Introdução

No final do século passado e nas últimas décadas, a natureza tem apresentado anomalias típicas que a Ciência interpreta como sendo de mudanças climáticas ou alteração dos ciclos climáticos, face, por exemplo, a elevação da temperatura global - hoje já em torno 1,5 °C acima -, maior degelo das calotas polares, aumento dos níveis de alguns oceanos e importantes variabilidades sazonais das temperaturas da superfície do mar.

Essas observações são incontestes e, somadas aos frequentes eventos climáticos extremos recentes, levam a diversas ações e acordos globais, que têm sido implementados para buscar reduzir as emissões de gases que provocam o chamado efeito estufa.

Uma ação em curso para a redução dessas emissões, entre outras, está na proposta global de descarbonização das economias, em particular das matrizes energéticas e elétricas dos principais países emissores de gases de efeito estufa (GEE). Nesse contexto de transição energética, esforços foram envidados através de significativos subsídios, em nível global, para a viabilização tecno-econômica de variadas fontes renováveis de energia, denominadas fontes limpas ou verdes (as novas renováveis).

Os mais recentes esforços se concentraram na viabilização das fontes eólica e solar fotovoltaica, as chamadas Fontes de Energia Variáveis (FEV). Não obstante, alguns países se preparam para a retomada ou começo de seus programas nucleares, construindo usinas que, além de baixíssima emissão GEE, têm atributos operativos importantes quando integradas a grandes sistemas elétricos de potência com alta penetração de FEV.

As FEV trazem complexidades para a operação de sistemas elétricos de potência de grande porte, pois, embora tenham uma sazonalidade anual não significativa, a variabilidade diária dessas fontes são, muitas vezes, disruptivas em termos de produção. É comum observar em fazendas eólicas um mesmo dia com recorde de geração e uma geração muito baixa ou até mesmo nula. Essas variabilidades não ocorrem só *inter-day*, mas também *intra-day*, o que traz um adicional de dificuldade para os operadores de rede no que diz respeito às previsões diárias.

Ao se observar o comportamento das usinas solares, o drama da operação se concentra na janela de isolamento diária (bem definida), quando a presença de nuvens pode reduzir abruptamente a produção solar, dificultando a operação sistêmica e as previsões *inter* e *intra-day*. Essa é a razão pela qual as FEV são denominadas de “não despacháveis”, ou “não controláveis” (ou interruptivas), pois os operadores de rede não podem controlar as fontes primárias, como o vento e a irradiância solar (resultado da irradiação solar com a presença de nuvens e/ou nebulosidade).

Diante deste contexto, o presente texto de discussão tem como objetivo fornecer uma visão geral sobre os Mecanismos de Garantia de Confiabilidade (MGC) em sistemas elétricos de potência de grande porte com significativa penetração de usinas eólicas e solares. Esses mecanismos garantem a segurança do equilíbrio instantâneo entre carga e geração, assegurando frequências e níveis de tensão adequados para a operação confiável de um sistema elétrico.

O texto aborda as experiências internacionais de países que lideram a implementação dos MGC, cujo objetivo final é assegurar a disponibilidade de recursos de potência instalada suficientes para atender ao consumo instantâneo de energia elétrica, especialmente durante períodos de alta demanda. Tal desafio torna-se ainda mais crítico em cenários de ampla participação de FEV, que dependem, como já comentado, de recursos naturais não controláveis, como o vento e a irradiância solar.

É relevante destacar que, enquanto sistemas de potência com usinas térmicas e hidrelétricas (mesmo aquelas com baixa ou nenhuma regularização, como as pequenas centrais hidrelétrica) oferecem algum nível de controle por meio de suas fontes primárias (combustível ou água), as FEV, por natureza, são menos previsíveis e não despacháveis. Essa diferença impõe a necessidade de mecanismos regulatórios e operacionais que assegurem a confiabilidade e a estabilidade do sistema a cada instante do consumo.

Adicionalmente, o texto explora uma visão geral das regulamentações atuais que tratam dessas questões, contextualizando-as no âmbito da transição energética global.

O objetivo central desse movimento é reduzir a dependência de combustíveis fósseis, mitigando os efeitos do aquecimento global através da descarbonização da economia e promovendo sistemas mais resilientes aos eventos climáticos extremos. Em complemento, o texto examina os conceitos de flexibilidade e confiabilidade dentro dos mercados de energia de países selecionados, como membros da União Europeia, China, Estados Unidos e Brasil.

1. Evolução dos Mecanismos de Garantia de Confiabilidade

Historicamente, nos Estados Unidos e na Europa, os MGC estavam voltados para usinas térmicas e hidrelétricas, consideradas a solução padrão para atender aos critérios de confiabilidade devido à sua capacidade de fornecer inércia sistêmica e despachabilidade. Na última década, entretanto, o avanço de tecnologias de fontes renováveis de energias variáveis trouxe maior complexidade. Assim, reguladores enfrentam o desafio de redesenhar os MGC, dado que as FEV oferecem pouca ou nenhuma inércia sistêmica e não têm despachabilidade. Essas fontes exigem o desenvolvimento de novas soluções para assegurar a operação confiável dos sistemas elétricos.

No Brasil, a ampla capacidade de armazenamento hidrelétrico representa um diferencial significativo. Contudo, é necessário um aprimoramento regulatório para evitar impactos adversos na expansão das FEV. Atualmente, o *curtailment* (desligamento forçado de geração) é uma prática onerosa para os agentes geradores em razão de limitações na infraestrutura de transmissão, agravadas pela expansão acelerada do mercado livre de energia. Essa expansão supera a velocidade de construção de novos sistemas de transmissão, criando gargalos que comprometem a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Outro aspecto crítico é a concorrência pelo uso da água, que pode limitar a capacidade de resposta das hidrelétricas brasileiras. Com cerca de 290 GW médios de energia armazenada máxima, o Brasil possui uma das maiores “baterias naturais” do mundo. Contudo, o uso múltiplo da água e a sazonalidade das chuvas podem reduzir esse atributo estratégico do parque hidrelétrico nacional. Vale comentar ainda que, no bojo das mudanças climáticas e dos ciclos climáticos, se observa a repetição de um segundo período crítico do histórico de vazões do SIN, 57 anos após o Período Crítico de 1949 a 1956. Ainda não existem certezas de quando terminará este segundo período, portanto o não reenchimento anual dos reservatórios do SIN impossibilita a plena utilização do diferencial de 290 GW médios de capacidade de armazenamento.

2. Experiências Internacionais

A seguir, são apresentados exemplos internacionais de países que têm enfrentado desafios semelhantes ao Brasil, destacando os modelos de MGC utilizados e suas adaptações.

2.1 Austrália

A Austrália está em um processo intenso de transição energética, buscando substituir sua matriz, majoritariamente baseada em carvão, por fontes eólica e solar até 2030. Em 2021, o carvão representava mais da metade da geração australiana, mas o país planeja descomissionar cerca de 14 GW de usinas até 2030 e eliminar completamente o uso dessa fonte até 2043(AEMO, 2020). Até 2050, espera-se adicionar 122 GW de geração renovável variável (eólica e solar) e 45 GW de tecnologias de armazenamento despachável, complementadas pelas hidrelétricas existentes (7 GW) e térmicas a gás (9 GW).

O mercado de capacidade australiano visa equilibrar eficiência e segurança energética, incentivando investimentos sustentáveis e garantindo confiabilidade diante do aumento das FEV. As previsões de demanda são realizadas de forma centralizada pelo *Australian Energy Market Operator* (AEMO) ou descentralizada pelos varejistas, considerando cenários futuros para evitar sobre ou subcontratação. A definição da capacidade necessária foca em períodos de alta demanda, ajustando para variações no desempenho das fontes. A contratação ocorre por meio de leilões, plataformas de negociação ou acordos bilaterais, com fontes renováveis participando mediante certificados de capacidade. Penalidades rigorosas são aplicadas para não conformidades, enquanto incentivos financeiros garantem a disponibilidade nos momentos críticos.

O mercado se estrutura em dois modelos principais. No mercado descentralizado, os varejistas gerenciam os riscos e custos de modo independente ao comprar a capacidade necessária. No mercado centralizado, o AEMO determina e adquire a capacidade, distribuindo os custos entre os consumidores.

Em 2024, o *Reserve Capacity Mechanism* (RCM) no mercado de energia elétrica da Austrália Ocidental assegurava a capacidade necessária durante os momentos de demanda máxima, incentivando geradores e resposta da demanda. Porém, estão sendo realizadas reformas no mercado nacional (NEM), alinhando-se às metas de redução de emissões e promovendo recursos flexíveis e firmes.

A não conformidade com as regras pode resultar em multas severas, como a penalidade de AUD 900 mil aplicada à *Hornsdale Power Reserve*, em 2022, por descumprimento contratual (AER, 2025).

O modelo australiano reflete uma abordagem abrangente para a transição energética, combinando segurança do sistema, sustentabilidade e inovação tecnológica, enquanto promove investimentos em renováveis e tecnologias de armazenamento.

2.2 China

Historicamente dependente da geração térmica a carvão, que representa 51% da capacidade instalada, a China tem avançado rapidamente na adoção de fontes renováveis, como solar e eólica, que atualmente correspondem a 29% da capacidade total. Esse progresso é impulsionado por compromissos climáticos ambiciosos, como atingir o pico de emissões antes de 2030 e alcançar a neutralidade de carbono até 2060, de acordo com a *Nationally Determined Contribution* (NDC). A substituição de fontes fósseis por renováveis, no entanto, demandará maior capacidade de armazenamento para lidar com a intermitência das fontes variáveis (HEGGELUND, 2021).

A China adota uma abordagem centralizada para o planejamento do seu mercado de energia elétrica, sem mercados de capacidade formais, mas com mecanismos integrados para garantir a confiabilidade do sistema. Esses mecanismos incluem tarifas diferenciadas, que oferecem incentivos financeiros para usinas que prestam serviços ancilares, como reserva de potência e regulação de frequência, além de subsídios públicos para o desenvolvimento de outras tecnologias, como usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas de armazenamento.

Há, também, a remuneração de capacidade firme, que assegura receita para tecnologias como carvão com captura de carbono (CCS), baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

Contratos de longo prazo são utilizados para proporcionar estabilidade financeira às geradoras e incentivar a manutenção da capacidade disponível.

A gestão do sistema inclui reservas de capacidade para atender picos de demanda e imprevistos, complementadas por programas de resposta da demanda, que incentivam consumidores a reduzir o consumo em momentos críticos. Entretanto, a expansão acelerada das fontes renováveis apresenta desafios de estabilidade, levando a China a investir na modernização de sua rede elétrica, no desenvolvimento de redes inteligentes e em tecnologias de armazenamento em larga escala, como as usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Esses esforços são fundamentais para assegurar a flexibilidade e a confiabilidade de um sistema cada vez mais baseado em fontes renováveis.

2.3 Europa

A dependência energética europeia em relação à Rússia, reforçada pela guerra na Ucrânia, motivou o plano *REPowerEU*, que visa acessibilidade, segurança e sustentabilidade energética (Regulamento UE 943/2019). O plano propõe metas ambiciosas, incluindo 65% de geração renovável até 2030 e 100% até 2050. A aposta em fontes renováveis, como eólica e solar, impulsiona a necessidade de novos recursos de flexibilidade, como armazenamento de longa duração, através de usinas hidrelétricas reversíveis, e baterias.

Os países europeus planejam expandir significativamente as usinas hidrelétricas reversíveis, com destaque para Espanha (acrécimo de 3,5 GW até 2030) e Itália (acrécimo de 3 GW). Projetos de interesse comum, incluídos na lista da União Europeia em 2019, têm recebido apoio regulatório e financeiro para facilitar a sua implementação.

Na União Europeia, os MGC abordam a segurança no fornecimento, incentivando investimentos em capacidade, e surgiram com a Diretiva de Eletricidade de 2003, evoluindo com o Pacote de Energia Limpa de 2019, que introduziu:

- a) A avaliação de adequação de recursos, conduzida pela *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), com projeções de demanda, oferta e capacidade de interconexões;
- b) Os princípios de desenho, sendo eles transparência, temporariedade e priorização de recursos como armazenamento e resposta da demanda;
- c) Os limites de emissão de CO₂, com a capacidade com altas emissões sendo excluída a partir de 2025; e
- d) A participação transfronteiriça, mediante a integração de provedores de capacidade de países vizinhos para maximizar eficiência.

Entretanto, os desafios e o futuro da transição para fontes limpas na Europa enfrentam obstáculos, como "*over compensation*", integração tecnológica e coordenação entre os Estados-Membros. Para atender aos crescentes objetivos de descarbonização, os MGC precisarão priorizar armazenamento e resposta da demanda, reduzindo gradualmente a utilização de recursos fósseis.

Portanto, os MGC da União Europeia equilibram segurança energética e transição para um mercado limpo, com foco em flexibilidade, inovação tecnológica e cooperação regional. Inovações regulatórias e tecnológicas serão cruciais para superar desafios e assegurar a confiabilidade do sistema elétrico.

2.3.1 Espanha

A matriz elétrica da Espanha é caracterizada pela diversidade, incluindo geração eólica, nuclear, gás natural, solar e outras. Desde 2005, o gás natural se tornou a principal fonte de energia, superando o carvão, seguido por um crescimento significativo da energia eólica. Em alinhamento com as metas estabelecidas pela União Europeia, a Espanha busca alcançar a neutralidade de carbono até 2050, estabelecendo como meta que 74% de sua geração de energia elétrica provenha de fontes renováveis até 2030, com destaque para as energias solar e eólica (SALERNO & SALIS, 2022).

O Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNIEC) propõe um aumento da capacidade instalada de 114,5 GW, em 2020, para 126 GW, em 2030. Esse crescimento será impulsionado principalmente pela adição de 20 GW provenientes das fontes solar e eólica, além da expansão das usinas hidrelétricas reversíveis, com um acréscimo de 3,5 GW, e da introdução de baterias, com uma capacidade total de 2,5 GW. Paralelamente, o plano prevê o encerramento progressivo da geração de energia a partir de carvão até 2030 e a redução da capacidade nuclear, com o desligamento de quatro reatores até o mesmo ano, totalizando um descomissionamento de cerca de 4 GW (PNIEC, 2020).

Com o objetivo de garantir segurança energética e flexibilidade diante do crescimento das renováveis, a Espanha tem investido na expansão das interconexões elétricas com países vizinhos, como Portugal, França, Andorra e Marrocos. Além disso, o governo implementa políticas para incentivar a adoção de energias limpas, como os leilões de renováveis, que garantem preços estáveis para atrair investimentos, promove o hidrogênio verde, simplifica processos administrativos e incentiva pesquisa e desenvolvimento, incluindo modelos de negócio como a reutilização de baterias.

Na Espanha, os MGC evoluíram significativamente desde 1997. Inicialmente, eram baseados em pagamentos para garantir a geração em períodos de alta demanda. A partir de 2021, o país reformulou seu modelo, adotando um mercado de capacidade que atrai investimentos em tecnologias limpas, como sistemas de armazenamento e renováveis, ao mesmo tempo em que reforça a resiliência da rede elétrica.

O Mercado de Capacidade Espanhol, implementado em 2023 e com previsão de plena operação em 2026, remunera instalações de geração e armazenamento de energia pela manutenção de capacidade disponível em momentos críticos. Esse mercado inclui leilões de ajuste anual, de médio prazo (cinco anos) e de longo prazo (nove anos), sendo os últimos voltados para tecnologias inovadoras. Os critérios de participação incluem limites de emissão (550 gCO₂/kWh) e a capacidade de operar em períodos de alta demanda (ENERGY BOX, 2024).

Contudo, a integração de fontes renováveis na Espanha enfrenta desafios, como congestionamentos na transmissão e o isolamento da Península Ibérica do restante da Europa. Medidas como o Regime Econômico de Energias Renováveis (REER) e incentivos financeiros têm sido implementadas para mitigar esses desafios. Inspirado em modelos de sucesso do Reino Unido e da Itália, o Mercado de Capacidade Espanhol busca consolidar a modernização do sistema elétrico e acelerar a transição energética sustentável (GARCIA, 2022).

2.3.2 Itália

O PNIEC da Itália, divulgado em 2020, estabelece metas ambiciosas para a transição energética, incluindo o descomissionamento de usinas termelétricas até 2025, a redução de 33% nas emissões de GEE até 2030 em relação a 2005 e a composição de 55% da matriz elétrica por fontes renováveis também em 2023. A energia total produzida na Itália em 2023 foi de 264,7 TWh, sendo 116,6 TWh (44%) de fontes renováveis, e 162,6 TWh (61,4%) de termoelétricas. (11,6% Fotovoltaica; 15,9% hidroelétrica; 8,9% eólica e 2,1% geotérmica) (TERNA, 2025)

Para acompanhar o crescimento das fontes renováveis, a Itália projeta ampliar sua capacidade de armazenamento para 6.000 MW até 2030, priorizando usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas de baterias. A infraestrutura existente inclui 22 usinas reversíveis, com capacidade de 6,5 GW. Enquanto isso, incentivos têm impulsionado a adoção de energia solar, ao passo que as hidrelétricas tem enfrentado desafios relacionados à modernização (PNIEC, 2020).

Desde a liberalização do setor elétrico pelo Decreto Bersani, em 1999, o mercado italiano opera com base em leilões organizados pelo *Gestore dei Mercati Energetici* (GME). A estrutura atual inclui o *Day Ahead Market* e o *Intra-day Market*, permitindo transações de energia por zonas geográficas. No entanto, o país depende fortemente de importações de energia elétrica, utilizando 25 interconexões internacionais, principalmente com França, Suíça e Áustria (SALERNO & SALIS, 2022).

Os MGC italianos têm como objetivo garantir a segurança energética e integrar fontes renováveis. Regulados pela Terna SpA e autorizados pela Comissão Europeia, os MGC operam por meio de leilões estruturados. O Leilão Principal, com contratos de longo prazo, é planejado com até quatro anos de antecedência. Já o Leilão Complementar atende à capacidade adicional com entrega em até dois anos, enquanto o Leilão de Ajustes promove revisões anuais para adequar a oferta às condições do mercado. Por fim, o Mercado Secundário permite renegociações mensais. Esses leilões têm sido fundamentais para cobrir períodos críticos, com foco em eficiência e sustentabilidade. Em 2023, foram incluídas outras tecnologias, como baterias e capacidades novas, mas não autorizadas, com prêmios variando entre € 33.000/MW/ano e € 75.000/MW/ano.

Entre 2021 e 2024, os leilões contribuíram com cerca de 40 GW anuais, combinando capacidade existente e nova. Tecnologias limpas, como armazenamento de baterias, tiveram sua participação ampliada, refletindo a transição para fontes mais sustentáveis. Nesse período, o custo total dos leilões aumentou de € 1,3 bilhão, em 2021, para € 1,72 bilhão, em 2024.

A Itália continua avançando na descarbonização e modernização de seu sistema elétrico, promovendo segurança energética e integrando fontes renováveis por meio de leilões de capacidade. Entretanto, o país ainda enfrenta desafios relacionados à coordenação entre investimentos privados e políticas públicas, além do controle dos custos crescentes. Apesar dessas dificuldades, a Itália reforça o seu compromisso com a sustentabilidade e a eficiência energética.

2.3.3 Reino Unido

O Reino Unido se destaca como líder na transição energética, estabelecendo a meta de alcançar a neutralidade de carbono até 2050. Com um crescimento significativo da geração renovável, liderada pela energia eólica, o país enfrenta desafios relacionados à intermitência dessas fontes. Para garantir a segurança energética, foi implementado um MGC que assegura a disponibilidade energética em momentos críticos e remunera provedores pela capacidade de geração disponível, com penalidades por descumprimentos.

O Contrato por Diferença (CfD) é outro mecanismo essencial no mercado energético britânico, projetado para estabilizar os preços de longo prazo de projetos de energia renovável e baixo carbono. Por meio de leilões periódicos, os geradores recebem um preço fixo por unidade de energia produzida, o chamado preço de referência. Caso o preço de mercado seja inferior ao de referência, a diferença é compensada pelo governo. Por outro lado, caso o preço de mercado seja superior ao de referência, os geradores devolvem o excedente. Isso garante previsibilidade de receitas para os investidores, reduzindo o custo de capital e promovendo a expansão de tecnologias de baixo carbono sem interferir diretamente nos preços do mercado *spot* (NATIONALGRIDESO, 2022).

O MGC opera por meio de leilões, como o T-4, realizado com quatro anos de antecedência, e o T-1, com um ano. Esses mecanismos permitem o planejamento e o ajuste da capacidade contratada. Desde a sua criação em 2014, o MGC tem impulsionado o desenvolvimento de recursos como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, essenciais para prover flexibilidade e segurança ao sistema. Em 2022, os leilões bateram recordes de preço, com destaque para a crescente participação de novas tecnologias. Apesar do sucesso, desafios permanecem, como os custos repassados aos consumidores e a dependência do gás natural, o que contraria os objetivos da descarbonização (RUIZ *et. al.* 2023).

O *Smart Systems and Flexibility Plan*, lançado em 2021, visa expandir a capacidade flexível para 30 GW, até 2030, e 60 GW, até 2050. Para isso, baterias, resposta da demanda e usinas hidrelétricas reversíveis desempenham um papel crucial, participando de mercados especializados para serviços de flexibilidade e arbitragem de energia.

A reforma de 2011 foi um marco para a descarbonização do Reino Unido, consolidando o MGC e os CfD como pilares do setor elétrico britânico. Em 2021, novas metas foram estabelecidas para descarbonizar a matriz até 2035, com destaque para a expansão da energia eólica *offshore*. Eventos como a crise energética pós-Covid e a guerra na Ucrânia reforçaram a necessidade de reformar o mercado de energia elétrica britânico (BEIS, 2021; GOV.UK, 2020).

Em 2024, a Quarta Reforma do Setor Elétrico foi lançada, priorizando flexibilidade, inovação e engajamento dos consumidores. O objetivo é atingir uma matriz 100% renovável até 2035, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e promovendo maior eficiência.

Assim, o Reino Unido avança na transição energética, equilibrando segurança e descarbonização. Apesar dos progressos, será necessário superar desafios, como os custos elevados e a dependência de combustíveis fósseis, para atingir as metas climáticas e consolidar um sistema sustentável e eficiente.

2.3.4 Polônia

A matriz elétrica da Polônia é amplamente dominada pelo carvão, que, em 2020, representava mais de 60% da capacidade instalada polonesa, equivalente a 49 GW. Fontes renováveis, especialmente a energia eólica, correspondiam a 20% da capacidade, enquanto gás natural, petróleo e hidrelétricas completavam o mix. A política energética do país, estabelecida pela estratégia PEP 2040, prevê o fechamento das minas de carvão até 2049, visando reduzir as emissões de carbono e diversificar a matriz com fontes de baixa emissão, como nuclear, eólica *offshore*, gás natural e geração distribuída (SALERNO & SALIS, 2022).

A transformação energética polonesa enfrenta desafios significativos, incluindo uma infraestrutura obsoleta e a necessidade de atender aos padrões climáticos da União Europeia. Para garantir a segurança do fornecimento, foi implementado um MGC em 2018. Esse mecanismo remunera provedores pela disponibilidade de capacidade e é financiado pelos consumidores por meio de uma tarifa específica. Os contratos, obtidos via leilões organizados pela *Polskie Sieci Elektroenergetyczne* (PSE), abrangem geradores existentes, novos projetos, resposta da demanda e armazenamento.

O MGC tem como objetivo mitigar o risco de insuficiência de capacidade, especialmente com o fechamento de usinas a carvão, o que reduzirá significativamente a geração disponível. A participação no mecanismo é tecnologicamente neutra, abrangendo recursos nacionais e estrangeiros.

Leilões principais, realizados com cinco anos de antecedência, contratam capacidade com diferentes prazos, variando de um a 15 anos, dependendo do nível de investimento requerido. Leilões adicionais são realizados no ano anterior ao período de entrega, permitindo ajustes conforme a demanda.

Apesar de cumprir o seu objetivo inicial de garantir adequação de capacidade, o MGC polonês é criticado por favorecer geradores a carvão e fósseis, oferecendo poucos incentivos para novas tecnologias e atrasando a descarbonização. Apenas 12% dos contratos foram firmados com novos projetos, limitando o impacto do mecanismo na transformação da matriz elétrica (KASZYNSKI, 2021)

O modelo da Polônia enfrenta contradições com as metas da PEP 2040 e os princípios da União Europeia, que priorizam a descarbonização e a competitividade. Para se alinhar a essas diretrizes, será necessário reforçar os incentivos a fontes renováveis e novas tecnologias, garantindo que o sistema polonês evolua para um modelo mais limpo, eficiente e sustentável.

2.3.5 França

O MGC francês foi implementado em 2017 para garantir a segurança do fornecimento elétrico durante períodos críticos, principalmente no inverno, devido à alta demanda por aquecimento elétrico. Baseado em um sistema descentralizado, o mecanismo visa equilibrar oferta e demanda ao valorizar a capacidade de geração e a resposta da demanda. Os fornecedores de energia elétrica são obrigados a adquirir certificados de capacidade para cobrir o consumo previsto de seus clientes, assegurando a disponibilidade de energia em momentos de demanda máxima (DEZORBY, 2022).

O mercado possui três objetivos principais, quais sejam, garantir segurança de fornecimento, promover investimentos em novas capacidades de geração e gestão da demanda e incentivar flexibilidade tecnológica com a participação de diversas fontes de energia. As regras são fundamentadas no padrão de confiabilidade estabelecido pelo Regulamento UE 943/2019, que limita falhas de fornecimento a três horas anuais.

Historicamente, a dominância da energia nuclear e o uso intensivo de aquecimento elétrico levaram a riscos crescentes de fornecimento, exacerbados pela falta de investimento em novas capacidades e pela integração de fontes renováveis. Esses fatores motivaram a criação do MGC, que combina obrigações de capacidade para fornecedores e um mercado de certificados.

No modelo francês, geradores e operadores de resposta da demanda recebem certificados pela capacidade disponível, enquanto fornecedores devem garantir que possuem capacidade suficiente para atender à demanda de seus clientes durante períodos críticos. A comercialização ocorre de forma descentralizada ou no mercado *spot* europeu. O sistema inclui parâmetros rigorosos para calcular as necessidades de capacidade, definidos com antecedência de quatro anos.

Durante os períodos críticos, conhecidos como dias PP1 e PP2, os participantes devem cumprir suas obrigações de capacidade. Esses dias são determinados pela *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE), com base em previsões de temperatura, calendário e outros fatores. Em cada ano de entrega, há 15 dias PP1, concentrados nos meses de inverno, e até 25 dias PP2, que abrangem tanto dias PP1 quanto adicionais.

O MGC francês tem sido fundamental para garantir a estabilidade do sistema elétrico da França, com a promoção de investimentos e a integração de soluções de flexibilidade para atender à crescente complexidade do setor. No entanto, a evolução do mercado dependerá da adaptação contínua às mudanças tecnológicas e regulatórias.

2.4 Estados Unidos

O setor elétrico dos Estados Unidos é marcado por diversidade estrutural e regulatória, com modelos que variam entre mercados monopolistas e mercados atacadistas organizados por Operadores de Rede Independentes do Sistema (ISOs) e Operadores Regionais de Transmissão (RTOs). Um terço do país ainda opera sob mercados verticalmente integrados, enquanto dois terços utilizam mercados atacadistas para compra e venda de energia elétrica.

A transição de modelos tradicionais para sistemas competitivos foi impulsionada pela Lei de Política Energética de 1992 e regulamentada pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

Nos EUA, o MGC é implementado em algumas regiões para assegurar que a geração futura atenda à demanda máxima. Operado por RTOs, como PJM e ISO-NE, os MGC contratam capacidade com antecedência de até três anos por meio de leilões. Em outras regiões, aquela operado por ERCOT, no Texas, a adequação é baseada exclusivamente nos preços do mercado de energia. Esse modelo incentiva investimentos em capacidade adicional para equilibrar geração e carga (BARRON, 2019).

A matriz elétrica americana é majoritariamente baseada em combustíveis fósseis (60%), embora a geração a gás natural e renovável tenha crescido desde 2008, impulsionada por políticas estaduais e federais e pela revolução do gás de xisto. O aumento de renováveis trouxe desafios operacionais, principalmente devido à intermitência dessas fontes, demandando maior flexibilidade e armazenamento (IRENA,2022).

A introdução de baterias e usinas hidrelétricas reversíveis está em ascensão, apesar de barreiras como altos custos iniciais e longos prazos de licenciamento. As baterias ganharam destaque devido à sua versatilidade e aos incentivos estaduais, como na Califórnia, onde políticas, a exemplo do SGIP, promovem o uso de armazenamento residencial e comercial. De 2015 a 2019, a capacidade de armazenamento em baterias cresceu significativamente, com destaque para as regiões operadas por PJM e CAISO.

A FERC, sob o aspecto regulatório, desempenha um papel central na integração de tecnologias de armazenamento nos mercados regionais. A Ordem 841, de 2018, removeu barreiras para a participação de recursos de armazenamento nos mercados de capacidade e energia, enquanto a Ordem 2.222, de 2020, permitiu a integração de recursos energéticos distribuídos. Essas medidas ampliam a competitividade e incentivam soluções tecnológicas (RATZ 2019).

Como tendências futuras, espera-se que o armazenamento em baterias continue crescendo, especialmente em estados com incentivos robustos, como Califórnia, Massachusetts e Nova York. Até 2023, prevê-se que o armazenamento em grande escala aumente sua capacidade na forma de plantas híbridas, ou seja, sincronizadas com geradores renováveis, reforçando a transição energética e a resiliência do sistema elétrico. Apesar dos desafios, os EUA avançam na integração de tecnologias limpas, promovendo um sistema mais sustentável e eficiente.

Na Califórnia, área de atuação do CAISO, a capacidade de armazenamento com baterias cresceu significativamente, passando de 500 MW, em 2020, para 11.200 MW, em junho de 2024. Mais da metade dessa capacidade está sincronizada no mesmo sítio com geração solar ou eólica, criando recursos híbridos. O *Western Energy Imbalance Market* (WEIM) também registrou aumento, atingindo 3.500 MW de capacidade de armazenamento em 2024, um crescimento de três vezes em relação ao ano anterior.

Nota-se que as baterias desempenham um papel fundamental na gestão da carga líquida, fornecendo energia em momentos críticos, como no início da manhã e no final da tarde, períodos de alta demanda devido à ausência de geração solar. Em 2023, as baterias representaram cerca de 8,3% da carga durante as horas de pico solar (10h-13h) e 5,6% durante os horários de maior demanda (17h-21h). Além disso, essa tecnologia contribuiu para reduzir a necessidade de restrições ou exportação do excedente solar a preços baixos, ao recarregar durante o dia.

No entanto, fatores como restrições operacionais e limites de estado de carga podem impedir que as baterias descarreguem toda a sua capacidade em horários de demanda máxima.

Destaca-se que o relatório de 2024 do CAISO apresenta uma mudança crítica. As baterias carregadas com energia solar barata durante o dia assumiram o papel de gerenciar os picos de demanda, anteriormente desempenhado por usinas a gás natural. Essa mudança reduz a necessidade de manter unidades de gás operando de forma antieconômica durante o dia.

Neste sentido, verificam-se registros de geração média de gás nos níveis mais baixos em sete anos.

A evolução do armazenamento e da geração solar é notável. Enquanto a energia solar estagnou entre 2018 e 2023, em 2024, ocorreu um crescimento substancial, acompanhando a expansão explosiva das baterias. Essa transformação reflete um avanço significativo na flexibilidade do sistema elétrico da Califórnia, promovendo maior integração de fontes renováveis e eficiência operacional. Ou seja, a sinergia entre a geração solar e as baterias não se pode desprezar.

A PJM, um RTO que atua em 13 estados e no Distrito de Columbia, na Costa Leste dos EUA, atende mais de 65 milhões de clientes e opera o *Reliability Pricing Model* (RPM), um mercado de capacidade introduzido em 2007. O RPM foi criado para garantir que o sistema elétrico receba os investimentos necessários para atender à demanda futura com confiabilidade, ao mesmo tempo em que promove incentivos para novas construções de capacidade.

O RPM funciona como um mercado centralizado, onde a capacidade é tratada como um produto físico anual. Esse mecanismo exige que todos os recursos de capacidade sejam oferecidos no mercado e que todas as cargas adquiram a capacidade necessária. Para participar, os recursos devem ser físicos e atender a requisitos mínimos de desempenho, bem como a energia deve ser recuperável em emergências, oferecida diariamente no mercado do dia seguinte.

A aquisição de capacidade ocorre por meio de diferentes etapas de leilões:

- a) Leilão Residual Base (BRA), realizado três anos antes do ano de entrega;
- b) Leilões Incrementais (IA), conduzidos em prazos de 20, 10 e três meses antes do ano de entrega para ajustes; e
- c) Mercado Bilateral, que permite a negociação de déficits entre participantes.

Os recursos contratados são avaliados durante o ano de entrega, em termos de desempenho real comparado ao esperado. Penalidades são aplicadas para falhas, enquanto bônus são concedidos a recursos que superam suas metas. O desempenho esperado é baseado na capacidade forçada não disponível (UCAP), que considera condições de verão e fatores de ajuste calculados pela PJM.

A localização de novas capacidades é incentivada em áreas com infraestrutura de transmissão robusta, já que os empreendedores são responsáveis pelos custos das atualizações necessárias. Isso garante tanto a eficiência nos investimentos quanto a entrega de energia confiável.

A PJM também utiliza históricos de desligamentos forçados para calcular a demanda de UCAP nos leilões, permitindo que os geradores ajustem suas taxas de desligamento e, conseqüentemente, a capacidade ofertada. Essa abordagem reforça a confiabilidade do sistema elétrico e garante que os recursos estejam adequados para atender à demanda em condições críticas.

O ISO-NE¹ (*Independent System Operator of New England*) opera um mercado de capacidade centralizado denominado *Forward Capacity Market* (FCM), que permite a negociação de capacidade por meio de leilões. O modelo FCM, implementado em 2008, substituiu o antigo sistema de Capacidade Nominal de Verão (ICAP), devido a problemas de design identificados pela FERC. O atual mecanismo é baseado em leilões realizados com três anos de antecedência ao período de entrega, utilizando uma curva de demanda com preços teto e piso, e calcula os requisitos de capacidade com base em um índice LOLE de 0,1 dia por ano.

No FCM, a capacidade é adquirida por meio do Leilão de Capacidade Antecipada (FCA), seguido de leilões de substituição e reconfiguração para ajustes. Os recursos participantes podem incluir geração local, importação e tecnologias renováveis, desde que atendam aos critérios aprovados pela FERC. As zonas de capacidade são definidas com base em limites de transmissão e podem apresentar uma separação de preços conforme as restrições identificadas.

O mercado utiliza um sistema de leilão decrescente, começando três anos antes do período de entrega, com suplementações por meio de leilões anuais e mensais.

¹ A ISO-NE é uma organização que atua em *System Operations e Market Administration*. A ISO é uma organização internacional que estabelece padrões e diretrizes para diversos setores, promovendo a qualidade, segurança e eficiência em âmbito global

Por outro lado, os participantes podem utilizar mercados bilaterais para mitigar riscos de preço e alocar recursos de forma eficiente.

Além disso, o ISO-NE gerencia a divisão em subzonas e considera o impacto do congestionamento nas linhas de transmissão.

A estrutura do FCM promove a adequação de recursos, permitindo ajustes dinâmicos e incentivando investimentos em tecnologias renováveis e importações para garantir a confiabilidade do sistema elétrico em New England.

No estado do Arizona, as principais empresas de energia, incluindo *Arizona Public Service (APS)*, *Salt River Project (SRP)*, *Tucson Electric Power (TEP)* e *UniSource Energy Services*, estão avançando em direção a uma rede elétrica mais limpa e confiável. A APS, que opera a estação geradora Palo Verde, está comprometida com 100% de energia limpa até 2050 e já possui 51% de sua matriz baseada em fontes limpas. Todavia, a região enfrenta um rápido crescimento do consumo, o que demanda melhorias na confiabilidade e resiliência da rede.

Essas empresas planejam aderir ao Markets+, um mercado de energia organizado pelo *Southwest Power Pool (SPP)*, com previsão de operação em 2027. Esse mercado inclui transações de energia em tempo real e com um dia de antecedência, abrangendo regiões do sudoeste e oeste dos EUA. Assim, as empresas que operam no Arizona buscam integrar mais recursos renováveis, como solar, eólica e baterias, melhorar o uso das linhas de transmissão e reduzir custos operacionais, gerando economias estimadas em torno de US\$ 100 milhões.

O Markets+ permitirá maior flexibilidade na gestão de recursos, com o aproveitamento do excesso de energia solar para carregar baterias e usinas hidrelétricas reversíveis durante o dia e o fornecimento de energia nos momentos de demanda máxima. Isso reduzirá a dependência de combustíveis fósseis e ajudará a atingir metas de energia limpa.

Além disso, o Markets+ fornecerá uma estrutura de governança independente, o que assegura uma representação justa para todas as concessionárias participantes, adaptando-se às necessidades regionais de curto e longo prazo.

Apesar das iniciativas, alguns desafios, como atrasos na expansão das redes de transmissão para acompanhar a adição de novas FEV, persistem. Contudo, o planejamento estratégico e o foco em tecnologias de armazenamento prometem aumentar a eficiência e a sustentabilidade da rede elétrica no Arizona.

Cabe comentar que o Texas, operado pela ERCOT, não tem um MGC. A ERCOT gerencia a geração e a transmissão de energia elétrica para mais que 26 milhões de clientes no Texas, cerca de 90% da demanda de energia elétrica total do estado. A cada cinco minutos, o mercado ERCOT coordena o despacho de mais de 1.250 recursos de geração em, aproximadamente, 87 mil km de linhas de transmissão na região. Entretanto, os preços de mercado facilitam o investimento a longo prazo e o descomissionamento de recursos poluentes na região ERCOT.

3. O Caso Brasileiro

A experiência brasileira destaca a necessidade de revisões regulatórias para possibilitar a integração das FEV de maneira eficiente e sustentável. É fundamental desenvolver metodologias que avaliem a contribuição efetiva dessas tecnologias para a capacidade firme do sistema. Além disso, a expansão da infraestrutura de transmissão deve acompanhar o crescimento do mercado livre de energia para evitar restrições que comprometam o escoamento da geração renovável. Os mecanismos atuais ainda são bastante modestos, como leilões diários para reserva operativa (se necessário) e programas de resposta da demanda (ainda incipiente).

Mais recentemente, em dezembro de 2021, foi realizado o primeiro leilão de reserva de capacidade, apenas para projetos termelétricos, com o objetivo de aumentar a disponibilidade de geração de potência para o atendimento ao consumo em situações de redução das gerações das FEV, quando esgotados os recursos de reserva operativa ou o controle automático de geração (CAG). Para 2025, está previsto o segundo leilão de reserva de capacidade, quando poderão participar usinas térmicas sem inflexibilidade operativa e hidrelétricas com provisão de motorização adicional.

4. Considerações Finais

Os Mecanismos de Garantia de Confiabilidade são essenciais para suportar a transição energética rumo a uma matriz mais renovável. O requisito imprescindível dessa evolução é a flexibilidade das matrizes elétricas, ou seja, a presença de fontes de geração que estejam aptas a rapidamente disponibilizar potência instantânea ao sistema. Países como Austrália, China, membros da União Europeia e Estados Unidos demonstram que a diversificação da matriz, a modernização regulatória e o fortalecimento de mercados de capacidade são pilares indispensáveis para assegurar a confiabilidade em sistemas com crescente participação de FEV.

No Brasil, o desafio é alinhar os MGC às metas de descarbonização, para promover, simultaneamente, inovação tecnológica e eficiência econômica. As experiências internacionais oferecem lições valiosas para que o país desenvolva um modelo regulatório que garanta confiabilidade, flexibilidade e sustentabilidade do sistema elétrico nacional.

Referências Bibliográficas

- AEMO, Australian Energy Market Operator. Integrated System Plan. 2020. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2020/final-2020-integrated-system-plan.pdf>.
- AER, Australian Energy Regulator. State of the energy market 2024. 2024. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2024>.
- BEIS. Smart Systems and Flexibility Plan Monitoring Framework: Appendix II. 2021.
- BEIS. Facilitating the deployment of large-scale and long duration electricity storage. Government UK. 2022.
- Bowring, J. Capacity Markets in PJM. Economics Of Energy & Environmental Policy, [S.L.], v. 2, n. 2, 1 abr. 2013. International Association for Energy Economics (IAEE). Disponível em: <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.3>.
- CPUC, California Public Utilities Commission. Self-Generation Incentive Program (SGIP). 2022. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/self-generation-incentive-program>.
- Dezorby, G. Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets. Oxford University Press, p. 279-283, 2022.
- Energy Box. Spain Introduces Capacity Market Mechanism to Secure Grid Stability and Drive Energy Transition. 2024. Disponível em: <https://www.energy-box.com/post/spain-introduces-capacity-market-mechanism-to-secure-grid-stability-and-drive-energy-transition>. Acesso em: 07 de jan. de 2025.
- Energy Sage. California storage incentives. Disponível em: <https://www.energysage.com/local-data/storage-rebates-incentives/ca/>.
- FERC, Federal Energy Regulatory Commission Licensing. 2022. Disponível em: <https://www.ferc.gov/licensing>.
- Garcia, J.A.. The Renewable Energy Law Review: Spain. The Law Reviews. 2022. Disponível em: [The Renewable Energy Law Review](#).

Heggelund, G. M. China's climate and energy policy: at a turning point? *International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics*, 21, p. 9-23, 2021.

IHA, International Hydropower Association. Pump it up: Recommendations for urgent investment in pumped storage hydropower to back the clean energy transition. International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy and Market Frameworks Working Group: Global Paper. September 2021.

ISO NE. Markets: More About the Region's Capacity Auctions. 2024. Disponível em: <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>. Acesso em: 20 ago. 2024.

Kaszyński, P. *et al.* Capacity market and (the lack of) new investments: evidence from Poland. *Energies*, v. 14, n. 23, p. 7843, 2021.

BARRON, MARYSSA (Eua). Levelten Energy. U.S. Energy Markets 101: How Electricity Markets Work. 2019. Disponível em: <https://www.leveltenenergy.com/post/energy-markets-101>.

Power Responsive. Annual Report 2022 - A roundup of developments in demand side flexibility markets in GB. 2022. Disponível em: <https://www.neso.energy/document/282066/download>.

PJM. Manual 21 - Rules and Procedures for Determination of Generating Capability. Market manual. Revision 19. 2024. Disponível em: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m21.ashx>.

PNIEC. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2020. Disponível em: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf.

Ruiz, M. A. *et al.* Regulatory Challenges for Energy Infrastructure - Do Electricity Distribution Remuneration Schemes in Europe Promote the Use of Flexibility from Connected Users? *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, v. 10, n. 3, p. 112-117, 2023.

Salerno, F. M.; Salis, F. Italy. In: Hancher, L.; Hauteclocque, A.; Huhta, K.; Sadowska, M. *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets*. 2. ed. Oxford University Press, 2022. Cap. 18. p. 348-358.

State of California. Energy action plan. 2003. Disponível em:

https://docs.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/28715.pdf.

Terna Driving Energy: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dati-sistema-elettrico-italiano/generazione-energia>



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-022-9

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240