ONSHORE OFFSHORE

ABEEólica

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA E NOVAS TECNOLOGIAS

MRTS CONSULTORIA

Contribuições à Consulta Pública MME 145/2022

Prestação de Serviços Ancilares no SIN

VERSÃO: 1.2

São Paulo, Março de 2023.

SUMÁRIO EXECUTIVO

- A Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias – ABEEólica, que congrega mais de 125 empresas da Indústria de Energia Eólica no Brasil e tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa indústria, vem expor suas considerações e contribuições na Consulta Pública MME 145/2022, por meio de análises e simulações construídas com o auxílio da MRTS Consultoria.
- A Consulta Pública MME 145/2022 tem por objetivo "**proposta de consolidação de diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais em curso, bem como a proposição de alguns questionamentos a serem submetidos à apreciação para recebimento de contribuições gerais da sociedade, por meio de CP do MME**". Tem como principal documento a "NT nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE", a qual é muito bem-vinda no entendimento da ABEEólica.
- Reconhece-se a necessidade de aprimoramentos regulatórios sobre prestação de Serviços Ancilares, face à diversificação da oferta (e.g. maior participação de fontes renováveis não-controláveis) e o surgimento de novas tecnologias, pelo que convém ressaltar:
    i. a regulamentação atual não fornece remuneração adequada; e
    ii. com a transformação do sistema eletroenergético e a evolução tecnológica, novas necessidades sistêmicas surgem e novos serviços ancilares podem ser ofertados.
- Transformações profundas e o desenvolvimento de mecanismos transacionais de serviços apropriados estão ocorrendo em nível mundial, adaptando a realidade e as necessidades específicas de cada mercado. O resultado desse processo indica não haver um padrão mundial definido para o tratamento dos serviços ancilares, sendo que as particularidades da evolução na arquitetura de mercado em cada país condicionam o tratamento dado a esses serviços. Assim, também deverá ocorrer no Brasil o desenvolvimento de mecanismos transacionais de serviços apropriados, onde a evolução do tratamento dos serviços ancilares deve ser coerente e aderente às expectativas de modernização do setor de energia elétrica.
- Mercados competitivos de energia requerem serviços ancilares desmembrados, precificados e direcionados, de forma a garantir uma remuneração justa para os agentes que prestam determinado serviço, além de uma gestão eficiente dos recursos disponíveis. Para que o Sistema Interligado Nacional (SIN) tenha à disposição serviços ancilares adequados é preciso planejar a indicação das necessidades do sistema, o dimensionamento dos requisitos, a localização dos equipamentos de serviços ancilares e a contratação de longo prazo desses serviços em favor da redução de custos e da remuneração adequada dos investimentos.
- Observa-se grande limitação do alcance da Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, conforme regramento vigente, já que essa não é capaz de remunerar adequadamente o investimento, tampouco garante que o investidor seja remunerado pela disponibilidade em prestar serviços ancilares frente ao comando do Operador Nacional do Sistema (ONS). Na métrica atual, a remuneração do gerador é atrelada diretamente ao número de horas de operação alocadas compulsoriamente por determinação do ONS, dado que, por exemplo, em um cenário de não geração de energia reativa, o gerador não é remunerado, mesmo estando disponível ao sistema.

- Diante desse contexto, o presente documento apresenta uma visão dos serviços ancilares em mercados selecionados e aponta as possibilidades e meios de desenvolvimento dos atuais serviços ancilares reconhecidos pelo regramento vigente.
- Assim, busca-se indicar uma rota de avanço possível para estimular a participação de novos provedores de serviços ancilares por meio de aprimoramento da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), considerando desagregação em parcelas fixa e variável (TSAx), demonstrando sua aplicação em um estudo de caso desenvolvido com base nas métricas de TIR e VPL. Sua implementação exigirá a adaptação da regulação vigente e mostra-se aplicável à outras modalidades de serviços ancilares, como por exemplo, o auto-restabelecimento e o despacho complementar.
- A desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável oferece ao investidor condições de assegurar necessário retorno do investimento por meio de um conjunto de parcelas fixas, dentre estas a parcela de investimento, aqui denominada de TSAi, cuja função é de remunerar o desembolso do investidor, admitida uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade). A disponibilização do serviço também deve ser considerada em termos de O&M, parcela representada pela TSAd, destinada à cobertura dos custos pela disponibilidade das unidades para prestação do serviço. Completando a parcela de componentes fixos, propõe-se uma parcela adicional por acionamento (TSAa), com objetivo de cobrir eventuais diferenças de remuneração em relação ao número de horas de operação previstas. Quanto à parcela variável, o mecanismo é similar ao existente hoje, que considera a remuneração pelo serviço efetivamente prestado, aqui denominado de TSAv. Contudo, salienta-se também como necessária a inspeção e eventual reformulação da composição da TSA, uma vez que também considera a O&M em sua estrutura. É importante destacar que a porção fixa da tarifa possui peso considerável na viabilidade de investimento, portanto, um aumento dessa parcela pode elevar a atratividade para um determinado empreendimento.
- A remuneração baseada na regulação vigente oferece condições limítrofes para implantação de projetos de suporte de reativos por meio de unidades geradoras para casos em que a operação se restrinja a um número de horas equivalente à carga mínima, por exemplo. Nesse sentido, a desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável seria uma alternativa extremamente adequada para mitigar os riscos de investimentos, assim como para estimular novos entrantes e dotar o sistema de recursos adicionais. Com base nas análises realizadas, entende-se como coerente a proposição de remuneração por meio da desagregação da tarifa de serviços ancilares. Essa decomposição possibilitaria melhor atratividade para o empreendimento, uma vez que poderá remunerar itens como O&M e consumo interno, por tarifas baseadas no MVAr, que considera a magnitude dos serviços disponibilizados.
- Por meio desse estudo, ficou evidente que a desagregação da remuneração em parcelas fixa e variável confere maior estabilidade econômico-financeira ao projeto, em relação à estrutura vigente. Essa disparidade verificada na estabilidade entre as metodologias, se deve ao fato de que a atual métrica precifica apenas o número de horas de operação efetivas a uma tarifa de referência (TSA) definida anualmente por resolução e estabelecida para proporcionar ao prestador de serviço a recuperação de todos os custos adicionais de operação e manutenção.
    - ✓ Desde 2003, a TSA aplicada às UHE's vem sendo apenas corrigida pelo IPCA, não levando em conta as referidas mudanças nos padrões de operação e de demanda dos equipamentos.

- ✓ Como as usinas eólicas e solares possuem custos de O&M diferentes das UHE's, a TSA a ser aplicada poderia conter distorções, afetando, portanto, a participação das fontes eólica e solar no provimento desses serviços.
- ✓ Dentro da proposta de modernização do setor e de neutralidade tecnológica, é importante que a remuneração a ser aplicada reconheça os custos associados a operação a ser realizada por todas as tecnologias.

- O texto também explora as possibilidades de emprego de novos serviços ancilares com base nas tecnologias já disponíveis no sistema envolvendo a fonte eólica e apresentando um estudo de caso associado ao suporte de reativos possível de ser provido por eólicas na região elétrica da Bahia em condições de *constrained-off*.
- É necessário estabelecer uma nova forma de remuneração pelos serviços ancilares, além de uma cobertura de custos de oportunidade incorridos pelo Prestador, em face de restrições impostas pela prestação destes serviços.
- A ANEEL reconhece a necessidade de aprimoramentos dos serviços ancilares vigentes e a possibilidade de oferta de novas modalidades (e.g. inércia e novos serviços para suporte de reativos), pautando-se pelas evoluções tecnológicas disponíveis e o desenvolvimento da oferta de energia.
  - ✓ Ressalta-se a necessidade de realização de estudos aprofundados para a precificação da prestação dos serviços existentes e novos, por meio da formação de Grupos de Trabalho, ou Força Tarefa, ou mesmo por intermédio de projeto de P&D estratégico de serviços ancilares.
- Considera-se que a oportunidade de introdução de novos serviços ancilares e o aperfeiçoamento regulatório e das formas de remuneração, conforme diretrizes do Governo, poderiam ser melhor exploradas, diante do momento atual, na linha estabelecida entre a TS ANEEL 006/2019, a CP ANEEL 083/2021 e a presente CP MME 145/2022.
  - ✓ Cabe ao Regulador, diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e também dos requisitos de serviços ancilares identificados, tanto pelo Planejador, quanto pelo Operador, incentivar a prestação com qualidade, identificando os custos associados e promovendo sua alocação eficiente.
- Os mercados internacionais apresentam diversos arranjos competitivos de serviços ancilares sendo, na maioria dos casos, com contração via leilões ou em mercados por oferta.
  - ✓ Austrália e Reino Unido se destacam com maior número de serviços ancilares ofertados, em que se destaca a adoção de remuneração por disponibilidade e acionamento para fornecimento de serviços como reserva de potência operativa e reserva de potência reativa.
  - ✓ Na Austrália (operador AEMO), os geradores são remunerados caso sejam solicitados a prover suporte de reativos e, consequentemente, reduzir sua potência ativa (ressarcimento do custo de oportunidade).
  - ✓ Nos EUA, a FERC (ref. Ordem nº 755) exige o pagamento pelo custo de oportunidade (pagamento de capacidade) e performance (valorado nos mercados *day-ahead* e *real-time*) para os serviços de regulação de frequência.
- O Reino Unido (ESO) foi o primeiro mercado a permitir o fornecimento de inércia sintética e regulação de frequência por fontes renováveis variáveis (VREs).

- ✓ O fornecimento torna-se possível devido à existência de mecanismos de controle que permitem os inversores responderem de forma rápida às condições sistêmicas, emulando a resposta de usinas tradicionais de energia.

- O mercado do Chile permite o fornecimento de controle de tensão por VREs, além de controle de tensão, controle de frequência e partida automática para o plano de recuperação de serviço (*black start*) por sistemas de armazenamento.
- Alguns operadores de mercado, como AEMO (Austrália), CAISO (*California Independent System Operator*), PJM (*Pennsylvania, New Jersey, Maryland Pool*) e Energinet (Dinamarca) permitem o fornecimento de serviços ancilares a partir do arranjo de uma fonte variável em conjunto com sistemas de armazenamento.
  - ✓ Por seu lado, a FERC (Regulador de parte do território dos Estados Unidos) argumenta que alguns requisitos técnicos, como requerimentos de duração, podem estar dificultando a participação desses arranjos nos mercados norte-americanos de Serviços Ancilares.
  - ✓ O caso australiano evidencia a necessidade em caracterizar a participação de novos arranjos que podem consumir ou injetar energia na rede dentro das regras de operação do mercado.
- Conclui-se, com base em estudo do operador californiano (CAISO) que um parque eólico comercial com mecanismos de controle adequados é capaz de fornecer serviços ancilares de (i) balanço do sistema; (ii) regulação de frequência; (iii) controle de tensão; e (iv) controle de potência ativa por rampa. Na mesma linha, o operador australiano (AEMO) aponta o potencial de inversores avançados em fornecer (i) inércia sintética; (ii) resposta a frequência primária; (iii) controle de tensão; e (iv) suporte a perturbações do sistema.
  - ✓ Importante destacar que a experiência internacional evidencia o potencial de fornecimento de serviços ancilares (i.e., inércia sintética, controle de tensão e regulação de frequência) por empreendimentos eólicos quando acoplados a sistemas de armazenamento ou instalações providas de mecanismos avançados de controle a serem conectados aos aerogeradores, o que resulta em custos de investimento que carecem de adequado tratamento para ressarcimento dentro das regras de mercado, evitando a transferência indevida para o preço da energia.
  - ✓ Uma proposta de remuneração, já aplicada nos mercados do CAISO, PJM, ESO e AEMO, reside na remuneração do serviço ancilar por meio de parcelas fixa e variável, de tal modo a cobrir os custos de investimento (não requerendo mais o ressarcimento de custos identificados), de disponibilidade, bem como remunerar o agente por contribuição efetiva (por acionamento).
- Alguns mercados internacionais (e.g. CAISO e AEMO), estabelecem requisitos técnicos mínimos exigidos para o fornecimento de cada serviço, sem definir a especificidade tecnológica no provimento de cada serviço.
  - ✓ Dessa forma, novos arranjos e tecnologias, como sistemas de armazenamento, projetos híbridos e dispositivos fora do ambiente de geração (como mecanismo de resposta da demanda e dispositivos conectados nos sistemas de transmissão), podem atuar no fornecimento desses serviços, contribuindo para a competividade e a neutralidade tecnológica do mercado.
- Em relação ao SIN, citam-se os principais serviços que poderiam ser ofertados pelas VREs, considerando o binômio avanço tecnológico e evolução da oferta:

- ✓ Regulação de frequência;
- ✓ Suporte de reativos (inclusive para situações de potência de saída nula); e
- ✓ Estabilidade transitória e a pequenos sinais – *governor response* (regulador de velocidade) e inércia sintética (para o caso de aerogeradores).

- A instalação de controladores sensíveis à variação de frequência que emulem a inércia sintética por meio da modulação transitória da potência de saída, por exemplo, a partir da tecnologia "*flywheels*", permite o fornecimento de inércia e controle primário pelos aerogeradores.
- Nos Procedimentos de Rede do ONS existem requisitos mínimos já definidos para inércia sintética de Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) e limites de absorção/geração de potência reativa de CGEs e Centrais Geradoras Fotovoltaicas (CGFs) para conexão às instalações de transmissão. Entretanto, os requisitos mínimos podem impactar diretamente na remuneração do serviço ancilar e na possibilidade de fornecimento de novos serviços ancilares, resultando em um "serviço ancilar compulsório", fato que deve ser evitado porque é nitidamente um inibidor de investimentos em novas tecnologias e recursos. Dessa forma, torna-se necessário adequar a remuneração e, se necessário, os Procedimentos de Rede/Distribuição.
- O *curtailment*, que na maioria das vezes ocorre por situações involuntárias ao gerador, em geral a partir de um comando centralizado, representa uma das muitas ferramentas de gerenciamento da rede elétrica para manutenção do desempenho do sistema, de forma que a decisão de qual recurso de manobra utilizar está ligada a uma questão econômica e de prática operacional. Nesse contexto, um agente gerador que disponha de equipamentos de eletrônica de potência para controle primário de produção, poderá, diante de uma condição de restrição de produção, prestar serviços ancilares tais como: (i) a regulação de frequência e suporte de reativos, diante de cortes programados de geração; e (ii) controle de frequência (rampa negativa para o caso de fontes não despacháveis) para restrições em tempo real.
- A experiência internacional (e.g. Reino Unido e CAISO) evidencia o potencial de serviços que podem ser fornecidos por VREs em situações de *constrained-off* (limitação da capacidade de produção de geradores, motivada por restrições de transmissão) em que deve ser aplicado a adequada remuneração.
- Atualmente, o ressarcimento das usinas eólicas em condições de *constrained-off* é regulado pela REN 1.030/2022, sendo valorado pelo PLD e pago a partir de Encargo de Serviço de Sistema (ESS).
  - ✓ A partir de simulações prospectivas em regime permanente e análises comparativas dos cenários com e sem a prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, promovida por CGEs, estimou-se em 523 MW o montante de geração de custo variável zero na região elétrica da Bahia em condições de *constrained-off* que pode ser disponibilizado ao SIN, evitando-se recorrer ao despacho de energia muito mais cara, e eventualmente não renovável, correspondendo a um custo evitado para SIN da ordem de R$ 201 MM/ano, supondo o suprimento dessa margem de transmissão adicional realizada por uma UTE a óleo e período de operação compatível com a curva de permanência do fator de despacho para a região.
  - ✓ O mesmo estudo de caso envolvendo CGEs da região da Bahia prestando serviço ancilar de suporte de reativos indicou baixa atratividade para o investidor, considerando a estrutura de

remuneração atual, via TSA, cabendo a proposta de análise de segregação do pagamento pelo serviço em custos fixos e variáveis, especialmente se houver necessidade de investimento.

- ✓ Esse fato merecerá tratamento, em especial no caso das CGEs, uma vez que, atrás de um ponto de medição, algumas unidades poderão estar operando de forma convencional (potência ativa diferente de zero) e outras com potência ativa nula.
- ✓ A medição individualizada também deve ser requisito a ser investigado para as CGEs e CGFs, no âmbito da prestação de serviços ancilares preconizada, levando-se em consideração que a individualização acarreta considerável custo de investimento, os quais deverão ser ressarcidos para usinas novas e existentes.
- ✓ Estudo de confiabilidade associado à mesma análise apontou resultados satisfatórios para o serviço ancilar de suporte de reativos prestado por CGEs. Observou-se redução de índices de confiabilidade relacionados ao modo de falha Colapso (situação em que o fluxo de potência não converge ou diverge), com redução da probabilidade do número de casos com corte de carga; redução da probabilidade e do número de casos do modo de falha Sobrecarga + Tensão; redução da probabilidade total dos modos de falha disjuntos; redução do número de casos total dos modos de falha disjuntos; e redução de 100% da LOLP, da LOLF e da EENS do Modo de Falha Colapso.

- Quanto ao papel dos diversos agentes, o planejamento (EPE), por meio de estudos e pesquisas, deve estabelecer as diretrizes necessárias para a formulação e a implementação de ações do MME. O Operador do Sistema fica condicionado à capacidade disponibilizada pelo planejamento do setor para operar e otimizar os recursos energéticos em favor da segurança elétrica requerida para atendimento da carga. O Regulador deve incentivar a prestação dos serviços com qualidade e garantia, identificar e reconhecer os custos, alocá-los eficientemente e remunerá-los adequadamente diante das necessidades apontadas pelo planejamento da operação energética e elétrica. Aos agentes detentores de ativos, cabe a alocação dos recursos demandados a partir da sinergia existente entre o serviço, a rede elétrica e a avaliação econômico-financeira do negócio.
- Um aspecto extremamente relevante ao se buscar o estabelecimento de um mercado de Serviços Ancilares, é de se estabelecer diretrizes regulatórias que disciplinem a busca dos recursos e fornecedores em subordinação ao paradigma da neutralidade tecnológica, fixando-se os requisitos do Sistema a serem atendidos pelos Serviços Ancilares e deixando aos Agentes encontrar as melhores soluções a partir de qualquer tecnologia, fato que pode ser viabilizado por processo seletivo isonômico em termos tecnológicos.
- Cumpre salientar também que o provisionamento de dispositivos de armazenamento em conjunto com instalações VRE poderá ampliar a oferta de serviços ancilares. No entanto, há a necessidade da criação das interfaces corretas com o regramento relacionado às usinas híbridas.
- Por fim, parece seguro assumir que uma transição energética global está em andamento e que há uma transformação para um sistema de energia limpa que convida a inovação disruptiva para dentro do setor energético por meio da descentralização, digitalização e eletrificação dos sistemas de energia. O desenvolvimento e a atualização frequente de metas e processos de planejamento, estratégias e abordagens de investimento podem ajudar os

sistemas de energia a se adaptarem a tendências e paradigmas tecnológicos em rápida mudança. As rotas mais promissoras delineadas para a transformação do setor energético envolvem os pilares de (i) transformação da oferta de energia, (ii) maior interatividade entre a transmissão e a distribuição, e (iii) transformação de mercados. Esse cenário de futuro oferece uma nova arena para serviços ancilares ainda inexistentes no mercado nacional, restando o dilema de implementar ações desde agora ou deixar o mercado se resolver por si mesmo no futuro. Em princípio, a primeira opção parece mais prudente.

Sumário

1 APRESENTAÇÃO E OBJETIVO ____ 11

2 CONTEXTO DO REGRAMENTO NACIONAL ____ 12

3 SERVIÇOS ANCILARES EM PAÍSES SELECIONADOS ____ 17

4 SERVIÇOS ANCILARES PASSÍVEIS DE SEREM OFERTADOS POR GERADORES EÓLICOS ____ 23

5 ESTUDOS DE CASO PARA SERVIÇOS ANCILARES ____ 26

5.1 Estudo prospectivo de *constrained-off* e contribuições do serviço ancilar de suporte de reativos ____ 26
5.1.1 Motivação, objetivos e critérios ____ 26
5.1.2 Desenvolvimento ____ 29
5.1.3 Análise de Benefício ____ 32
5.1.4 Conclusões e recomendações da análise de *constrained-off* ____ 32

5.2 Estudo de confiabilidade ____ 33
5.2.1 Metodologia ____ 33
5.2.1.1 Tipo(s) de contingência(s) ____ 34
5.2.1.2 Dados típicos de confiabilidade ____ 34
5.2.1.3 Índices de confiabilidade ____ 34
5.2.1.4 Monitoração ____ 35
5.2.1.5 Medidas corretivas ____ 35
5.2.1.6 Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências ____ 36
5.2.2 Estudo de caso ____ 36
5.2.2.1 Modelo Base de Rede de Transmissão - MBRT ____ 36
5.2.2.2 Casos simulados ____ 36
5.2.2.3 Tipos de contingências ____ 37
5.2.2.4 Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências ____ 37
5.2.3 Resultados ____ 37
5.2.3.1 Informações básicas das simulações ____ 38
5.2.3.2 Índices de confiabilidade sistêmicos ____ 39
5.2.3.3 Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos ____ 39
5.2.3.4 Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos ____ 42
5.2.3.5 Índices de confiabilidade por tensão base ____ 44
5.2.4 Conclusões da Análise de Confiabilidade ____ 45

6 PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA TARIFA DE SERVIÇOS ANCILARES ____ 47

6.1 Conceituação da Proposta ____ 48
6.1.1 Estrutura ____ 49
6.1.2 TSAx ____ 50
6.1.3 Consumo e O&M (TSAd) ____ 50
6.1.4 Tarifa de Serviços Ancilares de Investimento – TSAi ____ 51
6.1.5 Ajuste da TSAv ____ 52
6.1.6 Parcela Fixa de Acionamento (TSAa) ____ 52
6.1.7 Comparativo com a metodologia vigente ____ 53

7 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE BATERIA (BESS) ____ 55

7.1 Considerações Gerais 55

7.2 Atratividade econômica 56

8 CONTRIBUIÇÕES ESPECÍFICAS À CP MME 145/2022 59

8.1 Considerações Gerais 59

8.2 Diretrizes 59

8.3 Questões apresentadas na NT 33/2022/CGDE/DMSE/SEE 60

8.4 Contribuições adicionais 71

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS 75

10 REFERÊNCIAS 79

1 APRESENTAÇÃO E OBJETIVO

O presente documento apresenta as contribuições elaboradas em conjunto pela ABEEólica e MRTS Consultoria, em relação aos tópicos tratados na Consulta Pública (CP) MME 145/2022 sobre a Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN), com especial interesse naqueles atinentes à participação de centrais geradoras eólicas.

As contribuições foram produzidas a partir de estudos quantitativos pretéritos e qualitativos realizados pela MRTS Consultoria, embasados por premissas estabelecidas em comum acordo com os associados e a diretoria técnico-regulatória da ABEEólica.

Em específico, as contribuições se fundamentam em análise de *benchmark* internacional, nas alternativas disponíveis para o emprego de novas tecnologias, na análise da regulação vigente e proposta de desagregação da remuneração pelos serviços em parcelas fixas e variáveis como vetor de estímulo e adequada remuneração para a atração da oferta de serviços e desenvolvimento de um mercado de maior maturidade.

Dessa forma, para desenvolvimento dos temas, é importante considerar que há relativo consenso no setor quanto à necessidade de aprimoramento em relação ao (i) aperfeiçoamento do desenho de mercado do setor de energia elétrica, com o objetivo de estabelecer a adequada remuneração, bem como isolar os preços de produtos e serviços; (ii) exploração do mercado de capacidade/lastro em termos de serviços ancilares; (iii) remuneração adequada dos serviços para estimular a oferta e a criação de mercado com a participação de novas tecnologias e arranjos; (iv) promoção de isonomia na participação de tecnologias (incluindo resposta da demanda); (v) aproximação da operação e o planejamento no sentido de maior sintonia entre requisito e oferta; (vi) consideração da participação da resposta voluntária da demanda (RVD) como recurso de prestação de serviços ancilares, de modo fortalecido com as figuras dos agregadores de carga, de armazenamento e recursos energéticos distribuídos (REDs).

Em sintonia com os temas relacionados no parágrafo anterior, a Consulta Pública MME 145/2022 tem foco nos eixos temáticos de (i) aprimoramento da governança setorial; (ii) utilização de mecanismos concorrenciais para a prestação de serviços ancilares; e (iii) incorporação de novas tecnologias. Assim, o objetivo da CP é de reunir propostas de consolidação de diretrizes nas iniciativas setoriais em curso por meio de questões apresentadas à sociedade. A Nota Técnica 33/2022/CGDE/DMSE/SEE é o principal documento orientativo.

2 CONTEXTO DO REGRAMENTO NACIONAL

A Resolução Normativa nº 697/2015 regulamentou a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN, bem como estabeleceu as normas, procedimentos e condições de ressarcimento dos serviços e adequação de instalações de centrais geradoras, motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Essa resolução teve sua primeira alteração em 2018, por meio da Resolução Normativa nº 822/2018, contemplando a prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa pelas usinas termelétricas.

A REN 1.030/2022 substituiu o regramento anterior e trata, dentre outros temas, dos serviços ancilares, que compreendem:

(i) os controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras, e suas respectivas reservas de potência;

(ii) a reserva de prontidão (despacho complementar);

(iii) o suporte de reativos;

(iv) os sistemas especiais de proteção (SEP); e

(v) o auto-restabelecimento integral e parcial (*black start*) de unidades geradoras.

São passíveis de remuneração o controle secundário de frequência (CAG); o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; o sistema especial de proteção; o suporte de reativos, mediante o uso de unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos; e o auto-restabelecimento integral.

Convém pontuar que os serviços de controle primário de frequência e suporte de reativos para unidades fornecendo potência ativa são compulsórios e não envolvem a celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), enquanto que o pagamento pelos serviços remunerados ocorre via CPSA, com base em critérios específicos como, por exemplo, pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) para o caso de unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos.

Importante ressaltar que embora existam custos fixos (pela disponibilidade do serviço) e variáveis (por exemplo, pelo acionamento do serviço) a serem cobertos pelos prestadores dos serviços, a remuneração vigente somente contempla a vertente de acionamento, com remuneração pela quantidade ofertada. Ademais, em alguns casos (síncronos), os investimentos são ressarcidos com base em critérios que demandam interações específicas com a ANEEL.

Não obstante, a evolução do sistema em termos de diversificação da oferta (i.e. maior participação de fontes renováveis não-controláveis[1]), bem como o amadurecimento de novas tecnologias, fizeram emergir a necessidade de aprimoramentos regulatórios sobre a prestação de Serviços Ancilares, sendo esse um fato reconhecido por todos *stakeholders* (i.e. ANEEL, ONS, MME, EPE e Agentes).

As contribuições à Tomada de Subsídios (TS) ANEEL nº 006/2019, que teve como objetivo obter subsídios para fomentar abertura de discussão sobre o tema serviços ancilares aplicáveis ao Sistema Interligado Nacional – SIN, indicaram que a regulamentação vigente não fornece remuneração adequada, suscitando a necessidade do estabelecimento de formas alternativas de pagamento pelos serviços ancilares, além da remuneração de custos de oportunidade por restrições impostas pela prestação desses serviços.

No Relatório de AIR nº 006/2019-SRG/ANEEL (prévio a TS-006/2019), a ANEEL reconheceu a necessidade de aprimoramentos dos serviços ancilares vigentes e a possibilidade de oferta de novas modalidades (e.g. inércia e novos serviços para suporte de reativos), pautando-se pelas evoluções tecnológicas disponíveis e o desenvolvimento da oferta energética**.**

A despeito da abertura de novas possibilidades, a CP ANEEL 083/2021 identificou apenas dois serviços ancilares passíveis de aprimoramento: (i) despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; e (ii) prestação do serviço ancilar de Suporte de Reativos por Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) e Usinas Fotovoltaicas (UFVs).

Ressalta-se que, conforme consta no art. 2º da Lei 9.427/1996, cabe à ANEEL regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. O principal documento de planejamento publicado pelo MME/EPE [1] cita a importância de aperfeiçoamentos regulatórios no sentido de melhorar o funcionamento do mercado de energia e necessidade de revisão dos procedimentos atuais para contratação dos serviços ancilares.

Sendo assim, entende-se que a oportunidade de introdução de novos serviços ancilares e aperfeiçoamento da forma de remuneração poderiam ter sido melhor exploradas, diante da oportunidade criada pelo conjunto da TS 006/2019 e CP 083/2021**.**

A figura a seguir ilustra, de forma objetiva e didática, o histórico dos principais eventos promovidos no setor de energia elétrica no intuito de aprimorar os serviços ancilares no SIN.

[1] Segundo o PDE 2031 [1], a prospecção de participação da fonte eólica na potência instalada para o ano 2031 é de 13,8% (30,3GW), atualmente em 13,0% (24,1GW). Para a fonte solar, os valores são 4,7% (10,4GW) e atuais 3,6% (6,7GW), respectivamente. No entanto, conforme as projeções da ABEEólica de crescimento da fonte, tal nova capacidade instalada eólica será atingido até 2024.

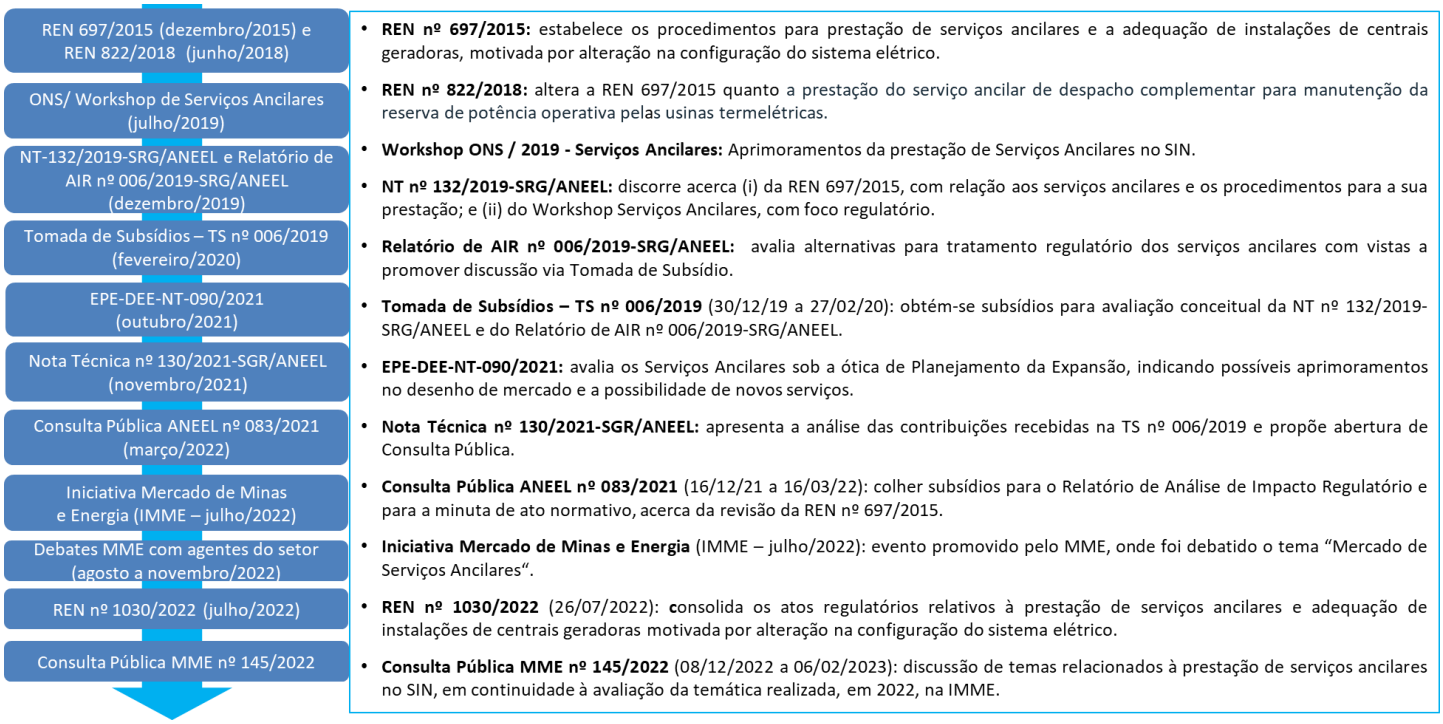

Figura 2-1 Principais eventos no aprimoramento dos serviços ancilares no SIN (fonte: elaboração própria)

De forma previdente e oportuna, entende-se que a revisão do regramento durante o período de consultas públicas poderia ter endereçado e incorporado de forma mais abrangente as contribuições já realizadas. O fato de não terem sido apresentados estudos com fundamentação técnica pormenorizada [2], deveria, ao menos, ter implicado na proposição de criação de grupo de trabalho específico para o desenvolvimento da fundamentação requerida, considerado o art. 2º da Lei 9.427/1996.

A rápida alteração da composição da oferta de geração pela qual o setor vem passando, aumenta a importância de prover o sistema de flexibilidade operativa, possibilidade potencializada por meio dos serviços ancilares. A ampliação desses serviços é necessária e pertinente com o aumento de participação das fontes renováveis variáveis (VRE) na produção de energia, de forma a prover o sistema de maior segurança, estabilidade e qualidade operativa. Somam-se ao contexto as mudanças climáticas e seus efeitos sobre a redução do fator de regularização do sistema, fortemente relacionado ao papel desempenhado pelas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, que historicamente desempenharam a função de amortecimento no fornecimento de energia elétrica plurianual.

O forte incremento na participação da produção de energia a partir de recursos VRE aumenta a necessidade da presença de serviços ancilares no sistema elétrico com objetivo de compensar variações abruptas de grandezas elétricas, seja com recursos presentes no sistema, mas ainda não ativos, seja por meio de novas tecnologias.

Diante das manifestações dos agentes e dos registros de análise regulatória da ANEEL, está claro que os arranjos regulatórios e comerciais atuais para a prestação dos serviços ancilares carecem de aperfeiçoamentos [1] [2], tendo sido elencadas propostas de melhorias e a identificação de alguns arranjos comerciais e mecanismos de incentivo para sua adequação durante a abertura de discussões, com continuidade estabelecida por meio da CP 083/2021.

Dessa forma, torna-se necessária a reavaliação e revisão da abrangência dos atuais serviços ancilares considerados na regulação nacional e, sobretudo, da busca de artifícios que promovam o negócio sob o ponto de vista de empreendedor.

Para que o SIN tenha à disposição serviços ancilares adequados é preciso planejar a indicação das necessidades do sistema, dimensionar os requisitos, a localização dos equipamentos de serviços ancilares e a contratação de longo prazo desses serviços em favor da redução de custos e da remuneração adequada dos investimentos.

Quanto à governança associada aos serviços ancilares é oportuno destacar que não há possibilidade de ação corporativa isolada na atual estrutura do setor de energia elétrica capaz de indicar, promover, regular e fiscalizar. Dessa forma, é essencial a correta interação entre agentes do setor.

A partir desse ponto, o Operador do Sistema (ONS) é dependente da configuração e equipamentos disponíveis para operação e busca continuamente otimizar os recursos energéticos, tendo como base o monitoramento, controle e segurança operativa no atendimento confiável da carga. A Lei 10.847/2004 autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e define suas atribuições, dentre as quais realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; e desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da política energética nacional. Ao Regulador cabe, diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e dos requisitos de serviços ancilares identificados, tanto pelo Planejador, quanto pelo Operador, incentivar a prestação com qualidade, identificando os custos associados e promovendo sua alocação eficiente.

Dessa forma, as responsabilidades de cada Agente Institucional envolvido com a prestação de serviços ancilares poderiam ser estruturadas da forma indicadas na Tabela a seguir.

Tabela 2-1 Agentes Institucionais e Responsabilidades relacionadas aos serviços ancilares

Agente	Responsabilidades
EPE	• Realizar estudos prospectivos da oferta de energia; • Avaliar o potencial de disponibilização dos serviços ancilares associados; • Elaborar estudos de longo prazo para o desenvolvimento dos serviços ancilares baseados em recursos existentes e inovações; • Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME e da ANEEL no âmbito da política energética nacional, bem como nos estudos e curto prazo do ONS.
ONS	• Análise técnica e compatibilização dos estudos indicativos da EPE, no horizonte de médio prazo, para avaliação dos requisitos de sistema relativos aos serviços ancilares a serem solicitados; • Análise técnica dos requisitos de sistema relativos aos serviços ancilares a serem prestados; • Apuração dos serviços ancilares.
ONS e Agentes	• Celebração do CPSA.
ANEEL	• Incentivar a prestação com qualidade, identificando os custos associados e promovendo sua alocação eficiente; • Definição do RAG por resolução homologatória; • Autorização do ressarcimento de custos incorridos para a implantação dos equipamentos; • Definição da TSAx (parcelas, conforme proposta para remuneração dos serviços ancilares).
CCEE	• Apuração dos serviços ancilares; • Contabilização e liquidação mensal dos encargos de serviços ancilares.

3 SERVIÇOS ANCILARES EM PAÍSES SELECIONADOS

Os serviços ancilares são recursos fundamentais para a garantia da segurança e continuidade da prestação dos serviços de produção e transmissão de energia, de forma a assegurar o necessário equilíbrio entre geração e demanda.

A literatura internacional aponta para a importância dos serviços ancilares na operação eficiente do mercado de energia. Por outro lado, a existência de um mercado competitivo de serviços ancilares (quando existente) deve garantir remuneração adequada para os agentes que prestam determinado serviço, além de uma administração eficiente dos recursos disponíveis. Mercados competitivos de energia requerem serviços ancilares desmembrados, precificados e direcionados. Com isso, cria-se a necessidade da existência e desenho de mercados específicos para a contratação e provisionamento desses serviços.

Há alguns anos os sistemas de energia elétrica, em nível mundial, têm passado por transformações profundas e desenvolvido mecanismos transacionais de serviços apropriados a cada realidade ou necessidade específica, em muito, relacionadas à formação e transformação da oferta de energia elétrica e aplicação de políticas públicas direcionadas.

Como resultado desse processo, pontua-se que não se observa um padrão mundial definido para o tratamento dos serviços ancilares, sendo que as particularidades da evolução na arquitetura de mercado e recursos energéticos disponíveis em cada país, condicionam o tratamento dos serviços ancilares. Assim também deve ocorrer no Brasil, onde a evolução dos serviços ancilares deve ser coerente e aderente às expectativas de modernização e transição energética do setor de energia elétrica.

A tabela a seguir apresenta os principais serviços ancilares (considera serviços passíveis de fornecimento por qualquer fonte, não somente por VREs) e formas de remuneração encontrados em mercados internacionais, tais como Estados Unidos (em específico, os operados pelo *PJM Interconnection* e pelo *California Independent System Operator – CAISO*), Austrália (operado pelo *Australian Energy Market Operator – AEMO*), Reino Unido (operado pelo *National Grid ESO*), Chile e NordPool.

Diversos países já possuem mercados competitivos de serviços ancilares, sendo que, em sua maioria, a contratação ocorre via leilões ou por intermédio de mercados de oferta, principalmente no caso dos serviços de regulação de frequência que exigem acionamento diário ou em tempo real.

Dentre os países avaliados destacam-se a Austrália e o Reino Unido com a maior oferta de tipos de serviços ancilares, observando-se a adoção da remuneração por disponibilidade e acionamento para alguns serviços. No Reino Unido essa forma de remuneração é aplicada para os serviços de reserva de potência operativa e de reserva de potência reativa e na Austrália para os serviços de reserva de potência reativa e auto-restabelecimento (*black start*).

A remuneração em duas parcelas (uma por disponibilidade e outra por acionamento) também é observada nos mercados da FERC (PJM e CAISO – ordem nº 755), que exige o pagamento pelo custo de oportunidade (pagamento de capacidade) e performance (valorado nos mercados *day-ahead* e *real-time*) para os serviços de regulação de frequência [13].

Tabela 3-1 Serviços ancilares e formas de remuneração em diversos países.

Mercado	Regulação de Frequência	Reserva Complementar de Potência Operativa	Reserva de Potência Reativa / Controle de Tensão	*Black Start*	Alívio de Cargas	Referências
PJM	*Mercado Day-Ahead e Real-Time.*	*Mercado Day-Ahead e Real-Time*	-	-	-	[3] e [4]
CAISO	*Mercado Day-Ahead e Real-Time (Regulation Up and Down).* *	*Mercado Real-Time e Day-Ahead*	Leilão (com ressarcimento caso sejam requeridos a reduzir a geração de potência ativa em valores acima do contratado)	-	-	[4] e [5]
AEMO (Australia)	Mercado de Ofertas (*Regulation raise e regulation lower*)	Mercado de Ofertas*	Leilão (pagos por habilitação, disponibilidade, teste e uso)	Leilão (pagos por habilitação, disponibilidade, teste e uso)	-	[3] e [6]
ESO (Reino Unido)	Leilão	3 leilões por ano (pagamento por disponibilidade e utilização)	Leilão. Remuneração fixa e/ou por MVARh utilizado	Leilão	Contratos (negociação bilateral entre ESO e consumidor)	[6] e [7]
Chile	Leilões com diversas periodicidades. Remuneração adicional por prestação de serviço.	-	Leilão anual	Remunerado como serviço ancilar	Leilão	[8]
NordPool	Alguns serviços são remunerados pelo preço marginal, outros por oferta de preços.	Leilão	Leilão	-	Leilão	[9], [10] e [11]

*Notas: No CAISO, os produtos de regulação são remunerados de acordo com a Ordem nº 755 da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), que estabelece duas partes de compensação: (i) um pagamento de capacidade que reflete o custo de oportunidade; e (ii) um pagamento por performance, valorado nos mercados *day-ahead* e *real-time* [12].
Regulation up e *down* consistem em mecanismos em tempo real para manter o balanceamento de energia entre geração e demanda do sistema. *Regulation up* pode ser representado por um aumento da geração, diminuição de cargas ou descarregamento de sistemas de armazenamento, enquanto *regulation down* pode advir de uma redução na geração, aumento de cargas ou carregamento de um sistema de armazenamento [3].

Observa-se uma variedade de serviços não muito distinta no sistema nacional, diferindo essencialmente na consideração de reservas e alívio de carregamento. Por outro lado, constata-se nos mercados internacionais pesquisados um nível de maturidade avançado em termos de comercialização dos serviços, muitas vezes presente na forma de mercado de serviços ancilares,

como no caso dos EUA. Esse fato guarda relação intrínseca com a oferta de energia elétrica e com o grau de descentralização e estrutura de propriedade de cada país.

Conforme constatado na experiência internacional, a oferta de energia em mercados mais maduros já se encontra em nível de penetração de fontes variáveis (VRE) da ordem de 25%, como no caso de Portugal, Espanha e Alemanha, por exemplo, podendo atingir nível muito elevado, como no caso da Dinamarca, com 50%, fato que exige medidas muito além de serviços ancilares e diversificação da oferta, como a interligação com outros sistemas para garantia de suprimento e estabilidade do sistema.

Em específico, no tocante à prestação de serviços ancilares por usinas eólicas, o Reino Unido (ESO) foi o primeiro mercado a permitir o fornecimento de inércia sintética e regulação de frequência por fontes VREs [14], ao habilitar a utilização da tecnologia de *Grid Forming Plant*[2] para o fornecimento destes serviços ancilares, assim como um gerador síncrono.

O operador ESO aponta que tal fato se materializa devido à existência de mecanismos de controle que permitem resposta rápida dos inversores em função das condições sistêmicas, de forma similar à resposta de usinas tradicionais de produção de energia elétrica. Importante ressaltar que para o fornecimento de inércia sintética, o regramento apresentado em [15] demanda suficiente armazenamento de energia acoplado ao *Grid Forming Plant* para atender aos requerimentos exigidos.

Além do ESO, o mercado do Chile permite em seu regramento o fornecimento de controle de tensão por usinas eólicas e fotovoltaicas [8] e de controle de tensão, controle de frequência e partida automática para plano de recuperação de serviço (B*lack Start*) por sistemas de armazenamento.

Alguns mercados permitem o fornecimento de serviços ancilares por arranjos compostos por fonte variável (VRE) em conjunto com sistemas de armazenamento. Esse é o caso, por exemplo, dos mercados do CAISO [16], PJM [17], AEMO [18] e na Dinamarca (país pertencente ao Nordpool) [11]. Entretanto, a FERC argumenta que alguns requisitos técnicos, como requerimentos de duração, podem dificultar a participação desses arranjos nos mercados norte-americanos de serviços ancilares [19].

O caso australiano evidencia a necessidade em caracterizar a participação desses novos arranjos que podem consumir ou injetar energia na rede (armazenamento acoplado ou não a fontes renováveis) dentro das regras de operação do mercado. As regras atuais exigem registro

[2] De acordo com o ESO [Referência ESO site] a tecnologia '*grid forming*' possui a habilidade em permitir que inversores (normalmente conectados a fontes VREs) forneçam serviços a estabilidade do sistema de uma maneira similar aos geradores síncronos diretamente conectados aos sistemas de transmissão.

e despacho independente para a energia a ser consumida por esses empreendimentos, dificultando a operação desses arranjos no mercado de serviços ancilares.

Para contornar a situação, a agência regulatória australiana (*Australian Energy Market Commission* – AEMC) propôs a criação de um novo agente de mercado que represente a característica bidirecional desses projetos [20]. Tanto os operadores do mercado californiano (CAISO), quanto do australiano (AEMO), publicaram estudos em que foi verificada a possibilidade de fornecimento de serviços ancilares por fontes VRE com armazenamento.

O CAISO, a partir de testes realizados no parque eólico *"Tule Wind Farm"* (131 MW, San Diego, CA), identificou potencial do parque em prover [12]: rampa de subida e descida em taxas específicas; controle de tensão programada; controle rápido de resposta a frequência, atendendo aos requisitos de inércia; regulação de frequência similar aos controles de um recurso convencional; e resposta a eventos de baixa e alta frequências (desvios de frequência). Assim, com base nas análises realizadas [12], o CAISO conclui que um parque eólico comercial com mecanismos de controle adequados é capaz de fornecer os seguintes serviços ancilares:

(i) Regulação de frequência;
(ii) Controle de tensão;
(iii) Controle de potência ativa por rampa; e
(iv) Possibilidade de provimento de inércia sintética.

A partir de pesquisas bibliográficas, resultados de testes e colaboração com outros operadores internacionais, o operador australiano (AEMO) publicou um estudo [21] apontando o potencial de inversores avançados em fornecer suporte ao sistema, tais como o fornecimento de inércia; resposta a frequência primária; controle de tensão; suporte a perturbações do sistema.

O trabalho publicado pelo AEMO comparou os serviços que poderiam ser prestados por inversores com aqueles prestados atualmente por máquinas síncronas, apresentando o alto potencial de contribuição ao sistema dos inversores, conforme pode ser verificado na Tabela 3-2, em que *grid-following inverter system* corresponde ao inversor sincronizado com a tensão da rede, enquanto o *grid-forming inverter system* possui tensão não sincronizada com a tensão da rede.

Não obstante, o operador ressalta que há limitações de suporte prestado por inversores sem a presença de sistemas de armazenamento, como é o caso de fornecimento de inércia sintética ao sistema.

Em síntese, a análise internacional evidencia um maior potencial para as usinas eólicas fornecerem os seguintes serviços ancilares:

- inércia sintética;
- controle de tensão; e

- regulação de frequência.

Tabela 3-2: Comparação de Desempenho: Inversores x Máquinas Síncronas. Fonte: [21].

Service/capability	Grid-following inverter system	Grid-forming inverter system	Synchronous machines
Can contribute to system strength		✓	✓A
Can have positive disturbance withstand (active power oscillation damping)		✓	✓
Can have positive disturbance withstand (fault ride-through capability)	✓	✓	✓
Can contribute to system inertia		✓B	✓
Can contribute to FFR	✓	✓	
Can contribute to primary frequency response	✓	✓	✓
Can support a power system island with supply balancing and secondary frequency response	✓	✓	✓
Can initiate or support system restoration	✓C	✓	✓

Notas:

A: Máquinas síncronas geralmente podem contribuir muito mais para a força do sistema devido à sua maior capacidade de sobrecarga.

B: A *grid-forming inverter system* exige a presença de sistemas de armazenamento para fornecer inércia ao sistema.

C: *Grid-following inverters* podem suportar, mas não iniciar a restauração do Sistema.

Convém destacar que o fornecimento desses serviços exige o acoplamento de sistemas de armazenamento ou instalações de mecanismos avançados de controle a serem conectados nas turbinas, o que resulta em custos de investimento que precisam ser adequadamente ressarcidos dentro das regras de mercado, com o intuito de aumentar a competitividade e eficiência do mercado de serviços ancilares.

Uma proposta de remuneração, como pode ser observado nos mercados do CAISO, PJM, ESO e AEMO, reside na dissociação do pagamento pelos serviços em parcelas fixa e variável, de tal modo a cobrir os custos de investimento, operação e disponibilidade, não requerendo o ressarcimento explícito dos custos de instalação, bem como remunerar o agente por contribuição efetiva (por acionamento).

Em complemento, destaca-se que alguns mercados internacionais (i.e. CAISO e AEMO), estabelecem requisitos técnicos mínimos exigidos para o fornecimento de cada serviço, sem definir a especificidade tecnológica no provimento de cada serviço. Dessa forma, novos arranjos e tecnologias, como sistemas de armazenamento, projetos híbridos e dispositivos fora do ambiente de geração (como mecanismo de resposta a demanda e dispositivos conectados nos

sistemas de transmissão), podem atuar no fornecimento desses serviços, contribuindo para competividade do mercado. Nesse contexto, torna-se importante pontuar a diferenciação entre produtos de subida e descida (aumento ou redução da produção de energia) e por resposta de atuação, aspectos que incentivam ainda mais a neutralidade tecnológica do mercado.

Por fim, destaca-se a remuneração aos geradores no AEMO, quando solicitados a prover suporte de reativos e, consequentemente, reduzir sua potência ativa. A remuneração se justifica pelo custo de oportunidade provocado ao reduzir ou anular sua potência ativa de saída ao fornecer o serviço ancilar ao sistema.

A título didático, a partir de pesquisa prévia, pode-se agrupar em sete grandes grupos os serviços ancilares identificados em países selecionados: (i) controle de frequência; (ii) carregamento; (iii) reserva de potência ativa[3] ou suporte de reativos; (iv) "*black start*" (auto-restabelecimento); (v) controle de tensão; (vi) capacidade de curto-circuito; e (vii) "*tripping*" de geradores. A Tabela 3-3 resume as informações e permite concluir que os serviços de controle de frequência e reserva de potência são os dois de maior abrangência dentre aos países selecionados, seguidos por *black start*, ressaltando-se a importância de controle de frequência para os sistemas elétricos e a necessidade de desenvolvimento de mecanismos que incentivem sua ampliação.

Tabela 3-3 Comparativo de serviços ancilares em países selecionados (fonte: elaboração própria)

Serviço	Austrália	Alemanha	Nórdicos	Inglaterra	EUA	Brasil
Frequência	x	x	x	x	x	x
Carregamento	x					
Reserva de Potência Ativa ou Suporte de Reativos	x	x	x	x	x	x
Black Start	x	x		x	x	x
Controle de tensão	x	x	x	x	x	x
Capacidade de curto-circuito		x				
Tripping de geradores			x			x

[3] Pode existir sob as formas de reserva girante, reserva não-girante e reserva complementar (ou de prontidão).

4 SERVIÇOS ANCILARES PASSÍVEIS DE SEREM OFERTADOS POR GERADORES EÓLICOS

Análises sobre mercados internacionais indicam que os sistemas de controle vêm evoluindo para que as VREs passem a contribuir tanto no balanço do sistema em condições normais, quanto na segurança pós-distúrbio, evidenciando que as usinas eólicas, fotovoltaicas e baterias podem prover controle de potência ativa e potência reativa de forma similar aos geradores síncronos. Em relação ao SIN, podem ser citados os seguintes serviços ancilares passíveis de serem ofertados pelas fontes VREs:

- **Regulação de frequência**: resposta primária, secundária e terciária (arranjos com armazenamento poderão potencializar esses serviços).
- **Controles de tensão e potência reativa**, inclusive para situações de potência de saída nula[4].
- **Estabilidade transitória e a pequenos sinais** – *governor response* e inércia sintética.
- Controle de rampa (possivelmente após a associação com armazenamento).

Ressalta-se que, embora os modelos de aerogeradores de indução e velocidade fixa não sejam originalmente aptos a contribuir com a resposta de frequência (inércia) e controle primário, da mesma forma que os geradores síncronos convencionais, a instalação de controladores sensíveis à variação de frequência que emulem a inércia sintética por meio da modulação transitória da potência de saída, por exemplo, a partir da tecnologia *flywheels*, permitem o fornecimento de serviço de inércia e controle primário.

Quanto ao serviço de inércia sintética e potência reativa, observando o item 5.1 do submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, é possível verificar que existem requisitos mínimos já definidos para inércia sintética de Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) e limites de absorção/geração de potência reativa de CGEs e Centrais Geradoras Fotovoltaicas (CGFs) para conexão às instalações de transmissão.

Entretanto, é oportuno destacar que os requisitos mínimos estabelecidos em regramento resultam em serviço ancilar compulsório, sem a devida remuneração ao agente, fato que inibe, inclusive, a oferta por novos serviços (por conta de não haver a devida remuneração), de modo

[4] É importante pontuar que o serviço de controle de tensão também pode ser fornecido por FACTSs (*Flexible Alternating Current Systems*) [22] e por SVSs (*Static Var Systems*) [23], de forma centralizada, de modo que um equipamento de maior porte possa fornecer suporte reativo a toda uma área. Nessa linha, pode-se formular uma alternativa de modelo de negócio para os empreendedores eólicos, participando de licitações para fornecer suporte reativo a uma área de influência pré-definida por meio de uma empresa específica prestadora de serviços ancilares. Nesse contexto, a perspectiva futura de um mercado de serviços ancilares se afigura bastante promissora.

que se torna oportuno o aprimoramento regulatório para que se reconheça a necessidade de remuneração por tais serviços.

Nesse ponto há que registrar o entendimento da ABEEólica da necessidade imperiosa de se refutar veementemente a prestação de Serviços Ancilares de forma compulsória, seja para plantas existentes quanto futuras. Nesse sentido, afigura-se conveniente estabelecer uma etapa de transição a partir da qual todos os requisitos mínimos necessários ao SIN sejam caracterizados como Serviços Ancilares e, nessa ótica, devidamente remunerados.

A experiência internacional mostra que o acoplamento de sistemas de armazenamento à geração eólica permite o deslocamento temporal da produção eólica, possibilitando o controle de rampas e regulação de frequência como serviço ancilar.

Na Tomada de Subsídios ANEEL 011/2020, com objetivo de elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no SIN, a MRTS Consultoria contribuiu apontando que os sistemas de armazenamento, quando associados às CGEs, habilitaria a prestação de serviço ancilar de regulação de frequência, requerendo, para tanto, aprimoramentos regulatórios e estabelecimento de mercado de serviços ancilares com adequada remuneração, para qual se propõe que seja feita por meio de parcelas fixas e variáveis, ou seja, uma parcela fixa anual sujeita a redução por indisponibilidade e outra variável, por tempo de operação. Essas parcelas deveriam ser estabelecidas a partir da correta leitura de remuneração dos serviços, de acordo com as especificidades de cada serviço ancilar e modo de operação.

Outro ponto importante de análise refere-se à situação de *constrained-off* aplicada às usinas VREs, correspondendo a uma limitação da capacidade de produção de geradores motivada por restrições de transmissão. Essa condição, que na maioria das vezes ocorre por situações involuntárias ao gerador a partir de um comando centralizado (TSO) visando minimizar o congestionamento da transmissão e gerenciar o sistema, ou ainda alcançar a combinação ótima de recursos, resulta na redução compulsória na geração (*curtailment*), limitando a produção do gerador afetado por comando do Operador a um despacho inferior ao que poderia ser fixado em função dos recursos primários disponíveis, como, por exemplo, velocidade do vento e radiação solar.

O *curtailment* representa uma das muitas ferramentas de gerenciamento da rede elétrica para manutenção do equilíbrio energético do sistema, de forma que a decisão de qual método utilizar está relacionado a uma questão de ordem operacional e econômica.

A experiência internacional (i.e. Reino Unido e CAISO) evidencia a possibilidade de fornecimento de serviços ancilares por inversores das VREs [15] [12] em situação de *constrained-off*, conjuntura em que deve ser utilizada remuneração adequada.

Observa-se que as referências anteriores citam opções operativas para as CGEs em condições de restrição de rede de transmissão, mas, independentemente da existência de

alternativas, a condição de restrição de geração de potência ativa deve ser devidamente ressarcida ao agente.

Atualmente, o ressarcimento das usinas eólicas em condições de *constrained-off* é regulamentado pela REN 1.030/2022, sendo valorado pelo PLD e pago a partir de Encargo de Serviço de Sistema (ESS), assim mesmo com importante limitação, qual seja, somente quando da ocorrência de indisponibilidade externa de componente de rede.

A partir de simulações e análises de comparação do nível de restrição de geração, com e sem a prestação de serviços ancilares pelas centrais eólicas, é possível avaliar (por diferença) o montante de geração gratuita, proveniente de recursos não armazenáveis, que o SIN deixaria de aproveitar e que poderia ser monetizado.

Para fins didáticos e de exemplificação, a seção 5, já apresentado na ocasião da CP 083/2021, apresenta maior detalhamento no que se refere à possibilidade de prestação de Serviço Ancilar de suporte de reativos para a situações de *curtailment*.

5 ESTUDOS DE CASO PARA SERVIÇOS ANCILARES

Com o intuito de fundamentar, exemplificar e quantificar importante parcela das contribuições presentes neste texto, esta seção tem como objetivo apresentar um estudo de caso prospectivo envolvendo a investigação da possibilidade da ocorrência de condições de *constrained-off* e a análise de sensibilidade da prestação de serviços ancilares de suporte de reativos realizado por CGEs, como alternativa operativa. Também são apresentados nesta seção os resultados dos estudos relativos aos efeitos das CGEs sobre a confiabilidade do sistema elétrico de potência.

Entende-se que esses estudos possuem caráter didático e orientativo para o aprimoramento da regulação dos serviços ancilares, com o intuito de orientar as etapas de introdução e ampliar as possibilidades de debate, delimitando agendas futuras e delineando as percepções dos agentes geradores.

5.1 Estudo prospectivo de *constrained-off* e contribuições do serviço ancilar de suporte de reativos

5.1.1 Motivação, objetivos e critérios

As recentes transformações na oferta de energia elétrica e dos padrões climáticos têm provocado a deterioração sistemática do fator de regularização das usinas hidrelétricas, afetando a energia armazenada nos reservatórios. Com o aumento da participação na oferta e penetração das fontes renováveis com geração não despachável, essas condições tendem sistematicamente ao agravamento, considerando que a expansão baseada em hidrelétricas com reservatórios de acumulação deixou de ser expressiva por questões diversas, tanto ambientais, como também por competitividade em relação às outras fontes. Esse fato traz a necessidade de prestação de serviços ancilares ao sistema elétrico que venham a compensar, ou mesmo amenizar, as variações das grandezas elétricas.

O Operador centralizado depende dos sistemas ancilares disponíveis para operação e busca contínua de otimização de recursos disponíveis, tendo como premissas a observabilidade, controlabilidade e segurança operativa do SIN para atendimento adequado da carga. Cabe ao Regulador, diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e dos requisitos de serviços ancilares identificados, tanto pelo planejamento setorial, quanto pelo Operador do sistema, incentivar a prestação com qualidade, identificar os custos e alocá-los eficientemente.

O elevado número de novos entrantes com geração variável poderá provocar situações de *constrained-off* em regiões específicas da rede. Diante desse fato, o objetivo deste item é a análise da rede elétrica da região da Bahia em relação à sensibilidade ao despacho de CGEs, em regime permanente, por meio da investigação de possíveis condições de restrição de geração e

o desempenho da introdução do serviço ancilar de suporte de reativos como alternativa operativa.

Observa-se que a proposta deste estudo de caso é de avaliar uma das opções de introdução de serviços ancilares, em situação de rede que poderá se tornar recorrente com o acréscimo de novos entrantes, requerendo, portanto, a disponibilização do serviço ancilar de suporte de reativos que, nessa esteira, se apresenta como uma alternativa palpável. Registra-se que há outras condições de rede em que o mesmo serviço poderá ser prestado, a serem avaliadas oportunamente. Independentemente da prestação de serviços ancilares nas condições de *constrained-off*, as restrições de produção de potência ativa devem ser devidamente ressarcidas ao agente.

A análise se baseia na avaliação prospectiva para condição normal de operação (sistema íntegro ou "N-0"), cenários paramétricos de geração de CGEs estabelecidos em curva de permanência de produção para a região e, além disso, consideração de intercâmbio preestabelecido.

Os casos de fluxo de potência considerados foram aqueles disponibilizados na plataforma SINtegre/ONS "diretrizes e casos de referência para os estudos de acesso", base PAR 2022-2026 (PAR/PEL), casos de Estudos de Acesso na Área N/NE, de janeiro de 2022, anos de análise 2023 a 2026, condição de carga média, verão, cenário nordeste exportador, caso C.

O estudo considera o monitoramento das redes de 230kV e 500kV, em função da maior quantidade de acessos cadastrados nessas tensões (229 e 78, respectivamente). Os critérios de estudos elétricos considerados são aqueles relacionados nos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3, Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – item 2.2 e Submódulo 2.10.

A figura a seguir ilustra a evolução das potências instaladas ativa (cor mais escura) e reativa (cores mais claras) associadas a CGEs na região em análise, conectada aos sistemas 203kV e 500kV.

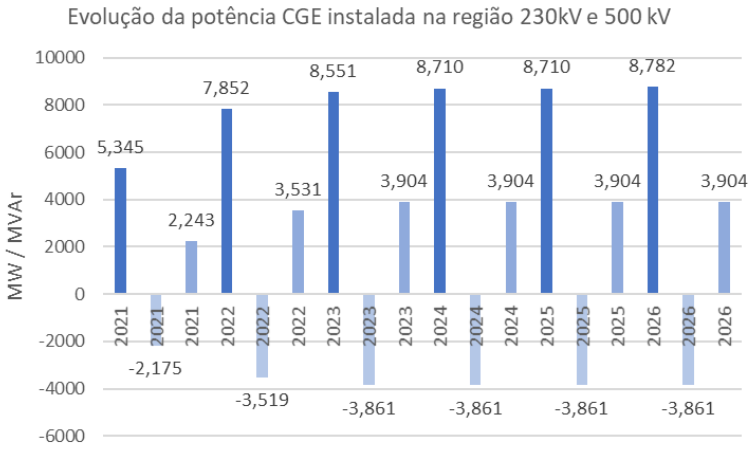

Figura 5-1 Evolução da potência instalada associada a CGEs BA sistemas 203kV e 500kV (fonte: elaboração própria)

A seguir, encontra-se ilustrada a previsão de ampliação do sistema de transmissão para a região analisada (cinza) e sua integração com a região norte de MG.

A construção dos cenários de despacho investigativos para busca de condições restritivas envolvendo as CGEs da região levou em consideração, como referência, a curva de permanência do fator de despacho da geração eólica na área N-NE.

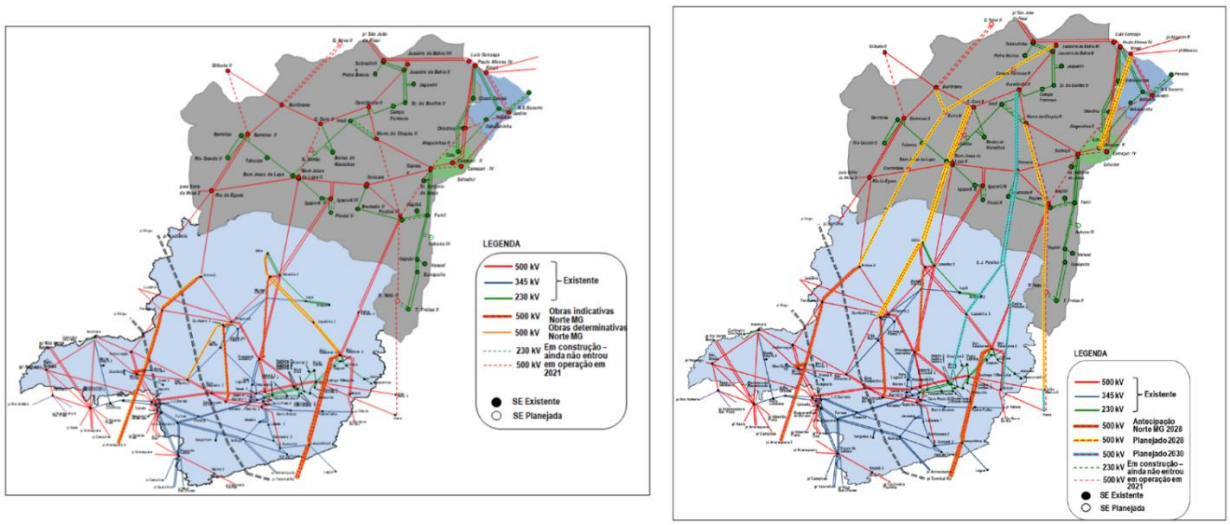

Figura 5-2 Expansão prevista para a área de estudo (EPE-DEE-RE-148/2021-ver0 “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste Volume 1: Área Sul”

Inicialmente foram considerados os fatores de despacho 98%, 84% e 75%, anos 2023 a 2026. Após a identificação do ano mais restritivo, 2025, por meio de índices de severidade, novos

cenários de geração, com maior discretização, foram criados com o objetivo de quantificar o montante de geração de CGEs, a partir do qual podem ocorrer condições de restrição no sistema de transmissão.

A análise envolve todas as CGEs da área elétrica 230kV e 500kV da Bahia**,** consideradas com o mesmo fator de despacho, da mesma forma que implementado nos casos de referência do ONS. A cada cenário com o incremento de geração de CGEs, há o devido redespacho do sistema para equilíbrio da barra de referência.

5.1.2 Desenvolvimento

Por meio do uso de recursos de monitoramento de tensões e fluxos, bem como de índices de severidade, considerados os casos de estudo, o ano 2025, cenário NE exportador (verão), foi identificado como o ano com maiores restrições no sistema de transmissão.

A partir da seleção do ano, investiga-se a possibilidade de restrições de rede elétrica por meio do aumento sistemático de despacho das CGEs da região em estudo, com o devido ajuste da geração sistêmica, de forma a manter a geração da barra de referência o mais próximo possível do cenário original.

Por meio dessa sistemática, a partir de 7,14 GW (82% da potência instalada de CGEs conectadas ao 230kV e 500kV da região), podem ser identificadas violações de tensão (subtensão) no sistema 500kV, sendo necessário relaxamento dos critérios de controle de tensão e, ao se prosseguir com o incremento do fator de despacho, novo relaxamento é necessário para 86% (7,49GW), este relacionado à abertura dos limites de reativos dos geradores.

Portanto, a partir desse ponto, entende-se que há necessidade de solução de planejamento para rede elétrica da região, de forma que a operação atenda os parâmetros estabelecidos nos critérios. Sendo assim, para efeito de análise, considera-se possível a existência de restrição de produção de CGEs na região para controle de tensão a partir de 7,49GW (inclusive), ou fator de despacho de 86%, correspondendo a 1,22 GW de restrição, se medido em relação ao montante total de potência instalada associada a CGEs conectadas aos sistemas 230kVe 500kV.

A figura a seguir representa os perfis de tensão das barras 500kV e 230kV da região em análise para o incremento do fator de despacho das CGEs consideradas. As linhas verticais azul e vermelha representam, respectivamente, os patamares de despacho identificados em que há possibilidade de restrição de transmissão em níveis de menor repercussão (linha vertical azul) e em ponto operativo que requer solução de planejamento (linha vertical vermelha).

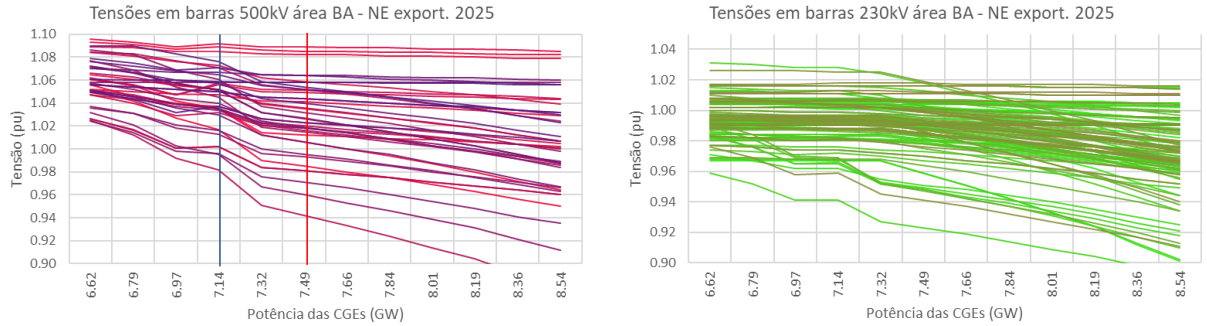

Figura 5-3 Perfis de tensão das barras 500kV e 230kV da região em análise para o incremento do fator de despacho das CGEs (fonte: elaboração própria)

Observa-se que a partir do fator de despacho indicado pela curva vertical vermelha (86% / controle de tensão a partir de 7,49 GW), inclusive, já há perda de operacionalidade do sistema, por falta de recursos de controle de tensão. Por ser uma condição operativa de maior impacto e com o esgotamento de recursos de controle de tensão aderentes ao plano de obras implementado nos casos de referência, esse ponto é considerado como de maior possibilidade de ocorrência de restrições de transmissão (condição de *constrained-off*).

Assim, em termos gráficos, a indicação de fatores de despacho mais elevados tem representatividade apenas didática, pois a rede simulada estaria incorporando recursos de suporte de tensão inexistentes nos planos de obras.

Considera-se que as CGEs, uma vez submetidas ao comando de *constrained-off* do Operador, para ajuste da condição operativa da rede da região, optarão, por questões comerciais, a estabelecer um despacho com potências ativa e reativa nulas, em um primeiro estágio, até que haja o comando de prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, em que o agente não estaria com o aerogerador acionado, produzindo potência ativa, mas, por conta do incentivo proporcionado pela prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, estaria com os inversores em operação e ajustados para proporcionar troca de potência reativa com o Sistema.

Com isso, o patamar de despacho identificado como anterior ao início das condições de degradação de tensão (84%) desloca-se para um fator de despacho menor (80%), devido à precarização do controle de tensão proporcionado pela ausência dos reativos das CGEs integralmente desligadas, conforme ilustrado na figura a seguir. Note-se que esse novo ponto operativo (80%) considera o comando de *constrained-off* do Operador e a reação de CGEs. Dessa forma, a seta vermelha ilustra a redução de despacho total necessária para que o sistema recupere a operação com todos os controles de tensão ativos.

A partir do sinal de *constrained-off* e mudança do estado operativo do sistema para a condição de operação com todos os controles de tensão ativos (fator de despacho 80%), investiga-se o desempenho do sistema introduzindo-se o serviço ancilar de suporte de reativos,

explorando-se a potência reativa relativa às unidades que estariam com a potência ativa nula (P=0), mas despachando potência reativa e controlando a tensão em sua área de influência. Com isso, observa-se aumento da margem de transmissão regional para os cenários analisados e critérios adotados, conforme ilustrado na figura que segue, representado pela faixa e seta azuis, equivalente a aproximadamente 523 MW (intervalo entre fator de despacho 82% para 88%).

A tradução desse resultado é de que com a prestação de serviço ancilar de suporte de reativos viabilizada, a atuação dos agentes prestadores desse serviço permitiria ao Operador reduzir o montante de *constrained-off* em 523 MW, que corresponde ao montante de geração de custo variável zero que pode ser utilizado no SIN, evitando-se recorrer ao despacho de energia muito mais cara, e eventualmente não renovável, para atender adequadamente à carga.

P GW (% Pinst BA)	6.62 (76%)	6.79 (78%)	6.97 (80%)	7.14 (82%)	7.32 (84%)	7.49 (86%)	7.66 (88%)	7.84 (90%)	8.01 (92%)	8.19 (94%)	8.36 (96%)
s/ SA sup reativ	todos os controles ativos			perda controle tap		violação dos limites de geração de reativos					
reação das CGEs			←								
pto operat result				violação dos limites de geração de reativos							
c/ SA sup reativ	todos os controles ativos				perda controle tap			violação dos limites de geração de reativos			
melhoria c/ SA				→							

Figura 5-4 Comparativo do desempenho com e sem o serviço ancilar de suporte de reativos

As figuras a seguir ilustram o perfil das tensões para todas as barras monitoradas no sistema 500 kV e, para melhor visualização, algumas barras em detalhe, de forma comparativa, sendo as linhas pontilhadas sem o serviço de suporte de reativos e linhas contínuas com o serviço ancilar de suporte de reativos.

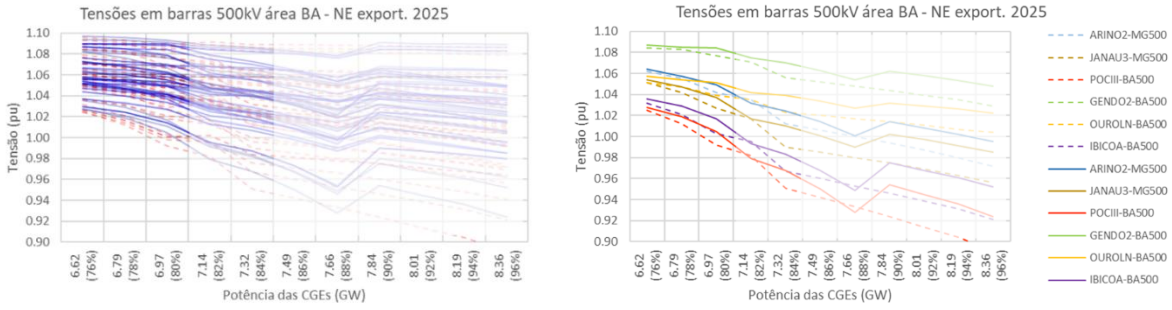

Figura 5-5 Perfis de tensão com e sem o serviço de suporte de reativos- sistema 500kV da região analisada

Novamente, convém destacar que na figura anterior as regiões em que o gráfico se encontra esmaecido de forma mais nítida representam patamares de despacho em que o sistema conta com recursos de suporte de reativos não disponíveis na prática.

Os efeitos da disponibilização de potência reativa adicional ao sistema, por meio de serviço ancilar, serão explorados em termos de avaliação de benefícios no próximo item.

5.1.3 Análise de Benefício

A partir do mapeamento dos efeitos da variação dos fatores de despacho das CGEs da região analisada, ilustrado na Figura 5-4, é possível inferir que a disponibilização do serviço ancilar de suporte de reativos por CGEs, para a região da Bahia, representa um incremento na margem e transmissão equivalente a 523 MW para as condições analisadas.

Esse valor representa um custo evitado para SIN da ordem de R$ 201 MM/ano, supondo o suprimento dessa margem de transmissão adicional realizada por uma UTE a óleo e período de operação compatível com a curva de permanência do fator de despacho para a região. Sob o aspecto de custo de oportunidade a energia associada à essa margem poderia ser adquirida no mercado de curto prazo, portanto, estaria sujeita às oscilações do PLD.

Dessa forma, uma inferência expedita levaria ao custo de R$ 184 MM/ano supondo o preço médio do MCP no cenário hidrológico crítico do ano 2014. Considerando um cenário intermediário, ano 2015, por exemplo, o custo resultante seria de R$ 85 MM/ano e, finalmente, para o cenário de 2021, R$ 74 MM/ano.

Como referência, foram utilizados os valores médios de PLD (submercado NE) de R$ 669,53/MWh (2014); R$ 310,57/MWh (2015) e R$ 269,00/MWh (2021), representando custos incorridos em episódios hidrológicos distintos, caracterizando que a possível implementação de serviço ancilar de controle de tensão por parte de geradores eólicos e solares pode representar um “seguro sistêmico” contra elevações importantes de custo de operação em determinadas situações, em particular períodos secos severos.

Por outro lado, a consideração de remuneração via TSA mostra-se pouco atrativa para o negócio. Considerando-se o balanço de potência reativa, constata-se a oferta de 730,3 MVAr passíveis de remuneração para as CGEs prestando o serviço de suporte de reativos, ou seja, na condição em que a potência ativa é nula (P=0). Sendo assim, estima-se em aproximadamente R$4,4 MM anuais a remuneração pela prestação de serviço ancilar de suporte de reativos (TSA de R$ 8,41/MVArh, conforme REH 2.994/2021, vigente à época de elaboração do estudo), considerada a permanência para um fator de despacho de 80%, correspondendo a 67 horas de operação mensal e a área elétrica em análise.

5.1.4 Conclusões e recomendações da análise de *constrained-off*

A partir das análises desenvolvidas neste item, constata-se que há possibilidade da existência da condição de *constrained-off* para um fator de despacho de 86% (ou 7,49 GW), representando uma restrição de transmissão global para a região elétrica de 1,22 GW**.**

A introdução de serviço ancilar de suporte de reativos prestados por CGEs na condição de restrição de transmissão é relevante, analisado sob o aspecto de desempenho da função de

serviço de rede, ao ampliar a margem de transmissão e evitar despesas sistêmicas com despacho emergencial ou fora da ordem de mérito.

Por outro lado, há indícios de que a forma de remuneração do serviço, via TSA, não apresente atratividade para o negócio. Nesse sentido, entende-se que a TSA pode não ser a melhor estratégia para remuneração do serviço ancilar de suporte de reativos, cabendo a proposta de análise de segregação do pagamento pelo serviço em custos fixos e variáveis, especialmente se houver necessidade de investimento.

5.2 Estudo de confiabilidade

Esta seção apresenta a metodologia e um estudo de caso para a avaliação de potenciais benefícios do serviço ancilar de suporte de reativos prestado por CGEs para a confiabilidade do SIN. As simulações de confiabilidade são realizadas com o Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa (NH2)[24], de propriedade do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

O NH2 é o modelo oficial para análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão conforme definido no *Submódulo 2.3 – Metodologia* dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Ressalta-se que, devido ao tempo dispendido em compatibilizações que foram necessárias para realizar as simulações de confiabilidade no NH2 a partir do caso original utilizado de fluxo de potência do ONS, conforme detalhado nesta seção, os resultados consideram contingências simples de transmissão (N-1).

5.2.1 Metodologia

Para a avaliação probabilística de confiabilidade define-se o Modelo Base de Rede de Transmissão (MBRT) como um caso de fluxo de potência do SIN, conforme será apresentado no estudo de caso na seção a seguir (Seção 5.2.2).

A avaliação probabilística de confiabilidade considera a ocorrência de contingências em linhas e/ou transformadores, denominados genericamente de circuitos. Para a composição do espaço probabilístico de estados do sistema, utiliza-se o Método Enumeração de Estados [24].

A Figura 5-6 apresenta os passos da avaliação probabilística de confiabilidade.

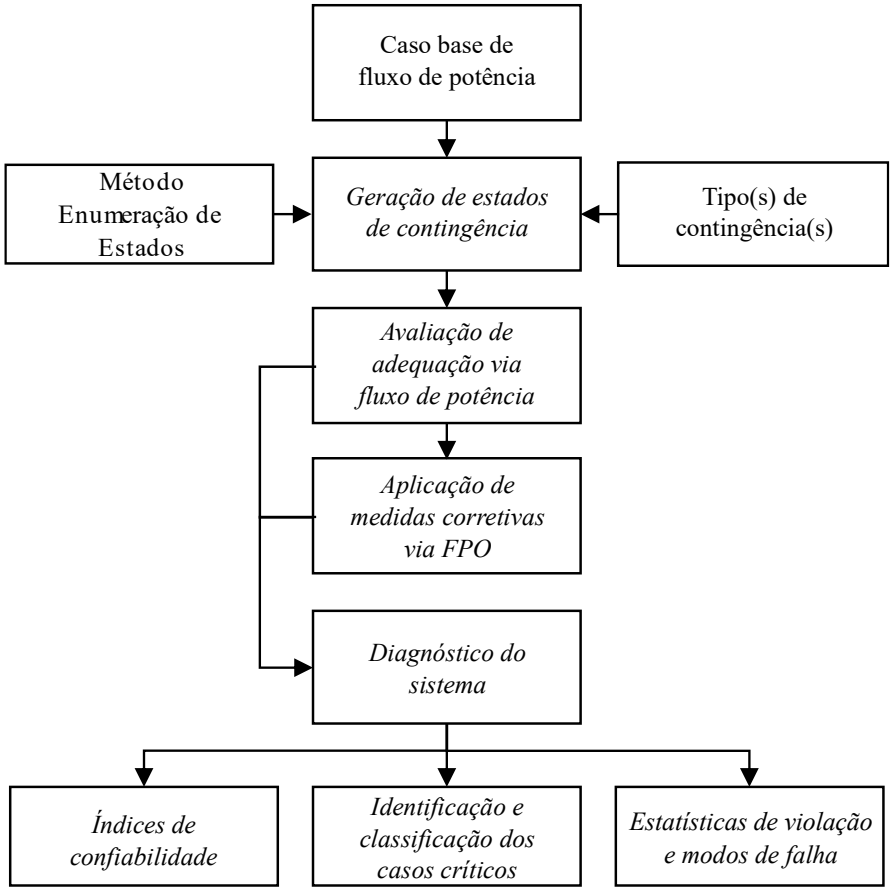

Figura 5-6 – Passos da avaliação probabilística de confiabilidade. Fonte: elaborado a partir de [24].

5.2.1.1 Tipo(s) de contingência(s)

Os possíveis tipos de contingências de transmissão são:

- Simples de transmissão (N-1) ou
- Simples de transmissão e duplas de transmissão (N-1 e N-2).

As contingências simples são de apenas um circuito (linha ou transformador), e as contingências duplas são de exatamente dois circuitos (linhas ou transformadores, em qualquer combinação).

5.2.1.2 Dados típicos de confiabilidade

Os dados típicos de taxas de falha e tempos médios de reparo de circuitos são obtidos da base de dados de confiabilidade setorial *BDConf (1999-2003)*, por meio de opção selecionada no menu de importação do MBRT em formato/extensão ".SAV" do ANAREDE para o NH2.

5.2.1.3 Índices de confiabilidade

A Tabela 5-1 apresenta os índices de confiabilidade.

Tabela 5-1 – Índices de confiabilidade. Fonte: elaborado a partir de [24]

Índice	Significado	Unidade	Descrição
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga	%	Percentual médio do tempo em que há corte de carga
LOLE	Expectância de Perda de Carga	h/ano	Probabilidade de perda de carga, em unidades dimensionais
LOLF	Frequência de Perda de Carga	ocorrências/ano	Número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um estado adequado para um estado inadequado
LOLD	Duração Média de Perda de Carga	h	Duração média do corte de carga no ano
EPNS	Expectância da Potência Não Suprida	MW	Potência média anual interrompida
EENS	Expectância da Energia Não Suprida	MWh/ano	Energia média anual interrompida
IS	Severidade	min	Duração fictícia de uma interrupção equivalente à ocorrida no sistema supondo o pico de carga constante. Índice normalizado que permite a comparação entre sistemas de portes e naturezas distintas
ICE	Confiabilidade de Energia	%	Valor complementar da energia não suprida, isto é, a energia realmente suprida dividida pela energia total demandada, para fornecer um índice normalizado

Os índices de confiabilidade podem ser estratificados, por exemplo, por modos de falha disjuntos, modos de falha não disjuntos e por tensão base, como será apresentado no estudo de caso na Seção 5.2.2.

5.2.1.4 Monitoração

As definições de monitoração consideradas são [24]:

- Limites normais de geração reativa;
- Limites de emergência de tensão;
- Limites de emergência de fluxo, em potência aparente.

Considera-se a opção *default* do NH2 que ignora as violações do caso base de fluxo de potência (o caso do NH2 sem contingências), com um percentual de alteração da opção FLEX igual a 2% [24].

5.2.1.5 Medidas corretivas

As medidas corretivas aplicadas a cada estado de contingência do sistema são [24]:

- Controle de *tap* de transformadores (TAPC);
- Controle de tensão em barras PV (VGEN);
- Corte de carga (RJC).

5.2.1.6 Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências

Define-se uma região de interesse a partir dos dados do MBRT e da natureza do estudo para enumerar barras específicas e componentes específicos para definições de monitoração, controle e lista de contingências, conforme será exemplificado no estudo de caso na Seção 5.2.2.

5.2.2 Estudo de caso

O estudo de caso para a avaliação dos potenciais benefícios da prestação do serviço ancilar de suporte de reativos por CGE para a confiabilidade do SIN é elaborado a partir de um caso de fluxo de potência do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PARPEL) do ONS.

Considera-se como área de interesse o subsistema Nordeste. Define-se um caso base de confiabilidade ($CasoBase$) com limites de geração reativa mínima (absorção de reativos) e geração reativa máxima (fornecimento de reativos) das CGEs conforme o caso de fluxo de potência original do PARPEL, e um caso com limites de geração reativa mínima e máxima expandidos ($Caso1$) para prestação do serviço ancilar de suporte de reativos por CGEs do estado da BA, conforme será apresentado nesta seção.

5.2.2.1 Modelo Base de Rede de Transmissão - MBRT

O MBRT é caso de fluxo de potência do SIN do ano 2026, carga média, estação de inverno, do PARPEL 2021 Ciclo 2022-2026, da base de dados do ONS.

O MBRT selecionado foi aquele com maior número de violações de tensão em barras de carga do estado da BA no caso original do ONS do último ano do PARPEL 2021 ,Ciclo 2022-2026.

5.2.2.2 Casos simulados

Os casos simulados foram:

- $CasoBase$: com limites de geração reativa mínima e máxima de CGEs conforme o MBRT.
- $Caso1$: com limites de geração reativa mínima e máxima de CGEs do estado da BA expandidos conforme a capacidade de potência ativa não utilizada no despacho de potência ativa das CGEs da BA no $CasoBase$.

Os dados de potência instalada e limites de geração reativa das CGEs foram obtidos da planilha “Relação de usinas (CGEs e UFVs).xlsx” do ONS de 10/02/2022.

5.2.2.3 Tipos de contingências

Considera-se, inicialmente, contingências simples de transmissão (N-1) de linhas e transformadores no subsistema Nordeste, resultando em 1.029 estados de contingência, conforme a região de interesse detalhada na Seção 5.2.2.4.

5.2.2.4 Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências

A região de interesse definida é o subsistema Nordeste. O serviço ancilar de suporte de reativos será considerado no $Caso1$ por meio da expansão dos limites de geração reativa mínima e máxima de CGEs no estado da BA, conforme explicado na Seção 5.2.2.2.

Para as barras monitoradas, considera-se:

- *MONV - monitoração de tensão*: barras de carga (PQ) do subsistema Nordeste, com exceção das barras 7116, 7115, 44683, 44681, 44680, 44679, 44701, 44682, que foram excluídas por resultar em não convergência do FPO para todas as contingências;
- *MONR - monitoração de reativos*: barras de geração (PV) do subsistema Nordeste e barras de referência do SIN;
- *COMV – controle de tensão*: barras PV do SIN e barras de referência do SIN.

Os circuitos para contingências considerados foram:

- Linhas de barras do subsistema Nordeste para barras de quaisquer outros subsistemas;
- Transformadores de barras do subsistema Nordeste para barras do subsistema Nordeste.

Para os circuitos em contingência, considera-se:

- MONF - monitoração de fluxo: transformadores de barras do subsistema Nordeste para barras do subsistema Nordeste;
- COMT: controle de tap: todos os transformadores do SIN.

5.2.3 Resultados

Esta seção apresenta os resultados comparativos entre o $CasoBase$, com limites de geração reativa mínima (absorção de reativos) e geração reativa máxima (fornecimento de reativos) das CGEs conforme o caso de fluxo de potência original do PARPEL, e um caso com limites de geração reativa mínima e máxima expandidos ($Caso1$) para prestação do serviço ancilar de suporte de reativos por CGEs do estado da BA, conforme detalhado na Seção 5.2.2.

5.2.3.1 *Informações básicas das simulações*

A Tabela 5-2 apresenta as informações básicas das simulações.

Tabela 5-2 – Informações básicas das simulações. Fonte: elaboração própria

Análise do Espaço de Estados	*CasoBase*	*Caso1*	Variação
Probabilidade do caso base do NH2 (%)	1.93678E+01	1.93678E+01	0.00%
Probabilidade das contingências analisadas (%)	1.62948E+01	1.62948E+01	0.00%
Percentagem analisada do Espaço de Estados (%)	3.56626E+01	3.56626E+01	0.00%
Eventos simulados			
Total de eventos agendados	1029	1029	0.00%
Total de eventos simulados	1029	1029	0.00%
Eventos válidos	1012	1014	0.20%
Eventos retirados da estatística	17	15	-11.76%
Eventos válidos por avaliação de adequação			
Sem violação	801	815	1.75%
Com violação (com e sem corte de carga)	119	152	27.73%
Com ilhamento	12	14	16.67%
Com colapso	92	47	-48.91%
Com corte de carga	21	21	0.00%

Verificou-se os seguintes benefícios do suporte de reativos de CGEs da BA no $Caso1$ em relação ao $CasoBase$:

- Aumento do número de eventos válidos de 1012 para 1014 e correspondente redução do número de eventos retirados da estatística, por não convergência do FPO, de 17 para 15;
- Redução do número de casos com colapso, quando o fluxo de potência não converge ou diverge, de 92 para 47 (45 casos a menos).

A diminuição do número de casos com colapso implicou em 33 casos a mais com violação (com e sem corte de carga), para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estas violações, o que não foi possível no $CasoBase$.

A diminuição do número de casos com colapso implicou em 2 casos a mais com ilhamento, para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estes ilhamentos, o que não foi possível no $CasoBase$.

Cabem aqui algumas considerações importantes, justificando porque tantos casos de fluxo de potência são retirados da estatística por não se haver obtido solução. Para entendimento, é preciso ponderar que quando ocorre uma contingência no sistema, o ponto operativo se desloca e violações de níveis de tensão ou limites de carregamento podem ocorrer. Para contornar as violações, o Modelo procura uma solução com redespacho de geração (ativo ou reativo) e, caso não encontre solução, recorre ao corte de carga.

A peculiaridade da situação decorre do fato das violações ocorrerem em uma região basicamente de geração e onde as usinas são não despacháveis, por se tratar fundamentalmente de geração eólica e/ou solar. Assim, o único recurso disponível para solução seria o corte de carga, que não permite solução basicamente por não haver carga alocada na região afetada pelas violações. Daí advém então a motivação para se pesquisar a efetividade do recurso operativo de *constrained-off* ou a prestação de serviços ancilares de controle de tensão, que contempla intrinsecamente uma redução de geração de potência ativa para abrir espaço à produção máxima de potência reativa pelos inversores.

5.2.3.2 Índices de confiabilidade sistêmicos

A Tabela 5-3 apresenta os índices de confiabilidade sistêmicos.

Tabela 5-3 – Índices de confiabilidade sistêmicos. Fonte: elaboração própria

Índice	Unidade	*CasoBase*	*Caso1*	Variação
LOLP	%	3.03364E-01	3.03364E-01	0.00%
LOLE	h/ano	2.65747E+01	2.65747E+01	0.00%
LOLF	oc/ano	2.41618E+00	2.41618E+00	0.00%
LOLD	h	1.09986E+01	1.09986E+01	0.00%
EPNS	MW	9.74926E-02	9.74926E-02	0.00%
EENS	MWh/ano	8.54035E+02	8.54035E+02	0.00%
IS	min	4.75901E-01	4.75901E-01	0.00%
ICE	%	9.99999E+01	9.99999E+01	0.00%
Carga	MW	1.07674E+05	1.07674E+05	0.00%

Não foi verificada variação nos índices de confiabilidade sistêmicos.

5.2.3.3 Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos

A Tabela 5-4 apresenta a probabilidade, o número de casos e o número de casos com corte de carga por modos de falha disjuntos.

Verificou-se os seguintes benefícios do suporte de reativos de CGEs da BA no $Caso1$ em relação ao $CasoBase$:

- Redução da probabilidade, do número de casos e do número de casos com corte de carga (100% de redução deste último) do modo de falha Colapso;

Tabela 5-4 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos – probabilidade, número de casos e número de casos com corte de carga. Fonte: elaboração própria

Modos de falha	Unidade	*CasoBase*	*Caso1*	Variação
Probabilidade				
Ilhamento	%	1.62903E-01	2.01660E-01	23.79%
Sobrecarga	%	1.61642E-01	1.85019E-01	14.46%
Tensão	%	1.19064E+00	1.99913E+00	67.90%
Ilhamento + Sobrecarga	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Tensão	%	0.00000E+00	1.19517E-03	-
Sobrecarga + Tensão	%	4.34351E-01	2.39443E-01	-44.87%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Colapso	%	2.19928E+00	1.15580E+00	-47.45%
Total	%	4.14882E+00	3.78225E+00	-8.84%
Número de casos				
Ilhamento	oc./ano	12	13	8.33%
Sobrecarga	oc./ano	11	14	27.27%
Tensão	oc./ano	89	120	34.83%
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	-
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	1	-
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	19	17	-10.53%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	-
Colapso	oc./ano	92	47	-48.91%
Total	oc./ano	223	212	-4.93%
Número de casos com corte de carga				
Ilhamento	oc./ano	12	13	8.33%
Sobrecarga	oc./ano	7	7	0.00%
Tensão	oc./ano	0	0	-
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	-
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	1	-
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	-
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	-
Colapso	oc./ano	2	0	-100.00%
Total	oc./ano	21	21	0.00%

- Redução da probabilidade e do número de casos do modo de falha Sobrecarga + Tensão;
- Redução da probabilidade total dos modos de falha disjuntos;
- Redução do número de casos total dos modos de falha disjuntos.

Conforme apresentado na Seção 5.2.3.1, a diminuição do número de casos com colapso no $Caso1$ implicou em 33 casos a mais com violação (com e sem corte de carga) para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estas violações, que não estavam consideradas no $CasoBase$.

Assim, os casos com violações de fluxo e/ou tensão que passaram a ser computados no $Caso1$ podem explicar o aumento da probabilidade e do número de casos dos modos de falha Sobrecarga e Tensão em relação ao $CasoBase$.

Conforme apresentado na Seção 5.2.3.1, a diminuição do número de casos com colapso no $Caso1$ implicou em 2 casos a mais com ilhamento para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estes ilhamentos, que não estavam considerados no $CasoBase$. Assim, os casos com ilhamento que passaram a ser computados no $Caso1$ podem explicar o aumento da probabilidade, do número de casos e do número de casos com corte de carga do modo de falha Ilhamento em relação ao $CasoBase$. A

Tabela 5-5 apresenta a LOLP, a LOLF e a EENS por modos de falha disjuntos.

Tabela 5-5 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS.
Fonte: elaboração própria

Modos de falha	Unidade	*CasoBase*	*Caso1*	Variação
LOLP				
Ilhamento	%	1.62903E-01	2.01660E-01	23.79%
Sobrecarga	%	1.00509E-01	1.00509E-01	0.00%
Tensão	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Tensão	%	0.00000E+00	1.19517E-03	-
Sobrecarga + Tensão	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Colapso	%	3.99522E-02	0.00000E+00	-100.00%
Total	%	3.03364E-01	3.03364E-01	0.00%
LOLF				
Ilhamento	oc./ano	1.38466E+00	1.56031E+00	12.69%
Sobrecarga	oc./ano	7.52359E-01	7.52359E-01	0.00%
Tensão	oc./ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0.00000E+00	1.03517E-01	-
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Colapso	oc./ano	2.79167E-01	0.00000E+00	-100.00%
Total	oc./ano	2.41618E+00	2.41618E+00	0.00%
EENS				
Ilhamento	MWh/ano	5.97171E+02	6.81216E+02	14.07%
Sobrecarga	MWh/ano	1.55545E+02	1.55544E+02	0.00%
Tensão	MWh/ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga	MWh/ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Tensão	MWh/ano	0.00000E+00	1.72750E+01	-
Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0.00000E+00	0.00000E+00	-
Colapso	MWh/ano	1.01320E+02	0.00000E+00	-100.00%
Total	MWh/ano	8.54035E+02	8.54035E+02	0.00%

Verificou-se o seguinte benefício do suporte de reativos de CGEs da BA no $Caso1$ em relação ao $CasoBase$:

- Redução de 100% da LOLP, da LOLF e da EENS do modo de falha Colapso.

Conforme apresentado na Seção 5.2.3.1, a diminuição do número de casos com colapso implicou em 2 casos a mais com ilhamento no $Caso1$ para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estes ilhamentos, que não estavam considerados no $CasoBase$. Assim, os casos com ilhamento que passaram a ser computados no $Caso1$ podem explicar o aumento da LOLP, da LOLF e da EENS do modo de falha Ilhamento em relação ao $CasoBase$.

5.2.3.4 Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

A Tabela 5-6 apresenta os índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos.

Tabela 5-6 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos. Fonte: elaboração própria

Modos de falha	Unidade	*CasoBase*	*Caso1*	Variação
Probabilidade				
Ilhamento	%	1.62903E-01	2.02855E-01	24.53%
Sobrecarga	%	5.95994E-01	4.24461E-01	-28.78%
Tensão	%	1.62499E+00	2.23977E+00	37.83%
Número de casos				
Ilhamento	ocorrências	12	14	16.67%
Sobrecarga	ocorrências	30	31	3.33%
Tensão	ocorrências	108	138	27.78%
LOLP				
Ilhamento	%	1.62903E-01	2.02855E-01	24.53%
Sobrecarga	%	1.00509E-01	1.00509E-01	0.00%
Tensão	%	0.00000E+00	1.19517E-03	-
LOLF				
Ilhamento	oc./ano	1.38466E+00	1.66382E+00	20.16%
Sobrecarga	oc./ano	7.52359E-01	7.52359E-01	0.00%
Tensão	oc./ano	0.00000E+00	1.03517E-01	-
EENS				
Ilhamento	MWh/ano	5.97171E+02	6.98491E+02	16.97%
Sobrecarga	MWh/ano	1.55545E+02	1.55544E+02	0.00%
Tensão	MWh/ano	0.00000E+00	1.72750E+01	-
Número de casos com corte de carga				
Ilhamento	ocorrências	12	14	16.67%
Sobrecarga	ocorrências	7	7	0.00%
Tensão	ocorrências	0	1	-

Conforme apresentado na Seção 5.2.3.1, a diminuição do número de casos com colapso no $Caso1$ implicou em 33 casos a mais com violação (com e sem corte de carga) para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estas violações, que não estavam consideradas no $CasoBase$. Dessa forma, os casos com violações de fluxo e/ou tensão que passaram a ser computados no $Caso1$ podem explicar variações positivas de alguns indicadores dos modos de falha Sobrecarga e Tensão em relação ao $CasoBase$. Além disso, a diminuição do número de casos com colapso no $Caso1$ implicou em 2 casos a mais com ilhamento para os quais se obteve convergência do fluxo de potência, permitindo computar estes ilhamentos, que não estavam considerados no $CasoBase$, de modo que os casos com ilhamento que passaram a ser computados no $Caso1$ podem explicar as variações positivas dos indicadores do modo de falha Ilhamento em relação ao $CasoBase$.

5.2.3.5 Índices de confiabilidade por tensão base

A Tabela 5-7, a Tabela 5-8, a Tabela 5-9 e a Tabela 5-10 apresentam, respectivamente, a LOLP, a LOLF, a EENS e a IS por tensão base, para as tensões base em que pelo menos um dos índices de confiabilidade não foi nulo.

Tabela 5-7 – LOLP por tensão base. Fonte: elaboração própria

Nível de tensão (kV)	Carga (MW)	LOLP (%)		
		CasoBase	*Caso1*	Variação (%)
230.0	5.24500E+03	1.44648E-01	1.44648E-01	0.00%
138.0	4.71203E+04	2.79167E-01	2.79167E-01	0.00%
69.0	2.64087E+04	4.18751E-01	4.18751E-01	0.00%
34.5	2.31890E+03	1.76715E-01	1.76715E-01	0.00%
13.8	8.01420E+03	1.11773E+00	1.11773E+00	0.00%

Não foram verificadas variações em LOLP por tensão base entre o $Caso1$ e o $CasoBase$.

Tabela 5-8 – LOLF por tensão base. Fonte: elaboração própria

Nível de tensão (kV)	Carga (MW)	LOLF (oc./ano)		
		CasoBase	*Caso1*	Variação (%)
230.0	5.24500E+03	1.44648E-01	1.44648E-01	0.00%
138.0	4.71203E+04	2.79167E-01	2.79167E-01	0.00%
69.0	2.64087E+04	4.18751E-01	4.18751E-01	0.00%
34.5	2.31890E+03	1.76715E-01	1.76715E-01	0.00%
13.8	8.01420E+03	1.11773E+00	1.11773E+00	0.00%

Não foram verificadas variações em LOLF por tensão base entre o $Caso1$ e o $CasoBase$.

Tabela 5-9 – EENS por tensão base. Fonte: elaboração própria

Nível de tensão (kV)	Carga (MW)	EENS (MWh/ano)		
		CasoBase	*Caso1*	Variação (%)
230.0	5.24500E+03	4.81412E+00	4.81411E+00	0.00%
138.0	4.71203E+04	5.49793E+01	5.49793E+01	0.00%
69.0	2.64087E+04	9.90416E+01	9.90413E+01	0.00%
34.5	2.31890E+03	1.36876E+02	1.36876E+02	0.00%
13.8	8.01420E+03	4.84828E+02	4.84828E+02	0.00%

Não foram verificadas variações em EENS por tensão base entre o $Caso1$ e o $CasoBase$.

Tabela 5-10 – IS por tensão base. Fonte: elaboração própria

Nível de tensão (kV)	Carga (MW)	IS (min)		
		CasoBase	*Caso1*	Variação (%)
230.0	5.24500E+03	5.50710E-02	5.50708E-02	0.00%
138.0	4.71203E+04	7.00072E-02	7.00072E-02	0.00%
69.0	2.64087E+04	2.25020E-01	2.25019E-01	0.00%
34.5	2.31890E+03	3.54158E+00	3.54158E+00	0.00%
13.8	8.01420E+03	3.62977E+00	3.62977E+00	0.00%

Não foram verificadas variações em IS por tensão base entre o $Caso1$ e o $CasoBase$.

5.2.4 Conclusões da Análise de Confiabilidade

Esta seção apresentou a metodologia e um estudo de caso para a avaliação de potenciais benefícios do serviço ancilar de suporte de reativos prestado por Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Foram apresentados resultados comparativos de confiabilidade entre o $CasoBase$, com limites de geração reativa mínima (absorção de reativos) e geração reativa máxima (fornecimento de reativos) das CGEs conforme o caso de fluxo de potência original do PARPEL do ONS, e um caso com limites de geração reativa mínima e máxima expandidos ($Caso1$) para prestação do serviço ancilar de suporte de reativos por CGEs do estado da BA.

Para o estudo de caso realizado, verificou-se os seguintes benefícios do serviço ancilar de suporte de reativos prestado por CGEs do estado da BA para a confiabilidade do SIN no $Caso1$ em relação ao $CasoBase$:

- Aumento do número de eventos válidos e correspondente redução do número de eventos retirados da estatística por não convergência do FPO;

- Redução do número de casos com colapso, quando o fluxo de potência não converge ou diverge;
- Redução da probabilidade, do número de casos e do número de casos com corte de carga (100% de redução deste último) do modo de falha Colapso;
- Redução da probabilidade e do número de casos do modo de falha Sobrecarga + Tensão;
- Redução da probabilidade total dos modos de falha disjuntos;
- Redução do número de casos total dos modos de falha disjuntos;
- Redução de 100% da LOLP, da LOLF e da EENS do modo de falha Colapso.

6 PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA TARIFA DE SERVIÇOS ANCILARES

Partindo-se dos conceitos relacionados ao planejamento energético, como sendo uma atividade cíclica e indissociável das políticas energéticas e da regulação afeta, em um ambiente de necessária transição energética, observa-se rápida modificação da composição da oferta e alterações no modelo de operação do sistema. Sendo assim, ganham destaque os recursos usualmente agregados a algum tipo de infraestrutura com a finalidade de complementar, ou mesmo de garantir a continuidade da prestação do serviço principal com o propósito de incrementar a segurança operativa e assegurar o necessário equilíbrio entre geração e demanda. Evidentemente esses recursos devem estar conjugados com as tecnologias disponíveis, infraestrutura de produção, transporte e distribuição.

Tendo como base esses princípios e conceitos, objetiva-se promover um posicionamento sobre a forma de remuneração a ser aplicada aos serviços ancilares de forma de melhorar a atratividade ao negócio, sem a imposição de custos a seus prestadores, particularmente os custos diretos associados aos investimentos relativos à implantação de equipamentos adicionais e custos de operação e manutenção, consumo de combustível e os custos indiretos causados pela alocação de recursos de sistema à prestação dos serviços ancilares.

Diante das recentes aberturas de debates relacionados ao assunto e da necessidade de conferir ao sistema elétrico maior flexibilidade operativa, entende-se como oportuna e pertinente a releitura do tema a partir da reavaliação da adequação e abrangência dos atuais serviços ancilares considerados na regulação nacional e, sobretudo, da atratividade como negócio sob o ponto de vista do empreendedor.

Assim, o objetivo deste tópico é promover um posicionamento prático direcionado para a estruturação de uma Tarifa de Serviços Ancilares (TSAx) que considere parcelas fixas e variáveis. Essa proposição está baseada em estudo prático elaborado para empreendimentos que poderiam operar suas unidades geradoras como compensadores síncronos. Observa-se que o desenho proposto pode ser aplicado também para outros tipos de serviços ancilares, com as devidas adaptações das parcelas componentes. Com isso, espera-se aumento da atratividade ao negócio e ampliação da oferta de serviços, partindo-se de uma remuneração que trate adequadamente os investimentos, O&M, disponibilidade e, eventualmente, acionamento.

É evidente que cada caso deve ser estudado individualmente e fatores relacionados ao regime operativo e desempenho elétrico também devem ser considerados na análise, não sendo a atratividade econômica a única variável relevante da equação.

A análise do serviço de suporte de reativos requer, como insumo inicial e base para a análise econômica, a avaliação do desempenho dos empreendimentos em regime permanente (fluxo de potência) para mapeamento do comportamento de absorção (ou fornecimento) de reativos (MVAr) pelas unidades geradoras destinadas à disponibilização desse serviço.

Partindo-se dessas informações, procede-se à avaliação econômica da implantação do novo serviço ancilar sob a ótica de uma proposta alternativa de valoração dos serviços ancilares, que considera a desagregação da tarifa (TSAx) em parcelas fixas e variáveis.

A partir da observação dos desdobramentos verificados em mercado mais maduros, destaca-se a necessidade de adaptações dos serviços ancilares decorrente das rápidas modificações na composição da oferta de energia e tendência de migração da forma de remuneração dos serviços para um modelo híbrido. Nesse modelo, observa-se a decomposição da remuneração em uma parcela fixa (anual), adicionada a outra parcela de valor variável em função do tempo de operação, em substituição à remuneração atual, baseada unicamente na utilização (MVArh), ou seja, uma parcela por disponibilidade e outra associada à utilização.

A principal motivação de modificação da estrutura atual é a introdução de um mercado de serviços ancilares que promova naturalmente a atratividade com competitividade e, sobretudo, remunere os serviços ancilares de forma a considerar suas especificidades.

O uso de unidades geradoras operando como compensadores síncronos intensificou-se desde 2012 e, com isso, elevam-se os custos de manutenção e os riscos de falhas com consequente possibilidade de autuação, portanto, é necessário desenvolvimento de mecanismos que promovam a atratividade ao negócio.

No atual mecanismo de remuneração, a TSA vem sendo apenas corrigida pelo IPCA desde 2003, não levando em conta as referidas mudanças nos padrões de operação e de demanda dos equipamentos. Assim, parece clara a necessidade de alteração da sistemática de atratividade e remuneração envolvendo serviços ancilares e sua forma de contratação e remuneração, dada a relevância crescente desse tipo de serviço ao sistema.

6.1 Conceituação da Proposta

Propõe-se nesse ponto que a remuneração adequada seria aquela que pudesse ressarcir não somente os custos envolvidos com O&M, combustível e materiais consumíveis, mas também tivesse um peso adicional associado à sua importância. Sendo assim, uma forma de estruturação seria a criação de uma parcela de disponibilidade do serviço (valor fixo anual) e outra parcela de remuneração variável, por tempo de operação, de forma similar à TSA existente atualmente e, eventualmente, uma terceira parcela poderia ser agregada para considerar o custo pelo sincronismo (acionamento), a exemplo do que ocorre no mercado inglês.

A forma de remuneração em parcelas fixa e variável apresenta-se como mais transparente e permite a negociação de produtos diferenciados quanto à disponibilidade, utilização e por acionamento, devido à frequência de uso. Esse tema já foi objeto de debate regulatório anterior e, na ocasião, foi destacado que a operação como compensador síncrono agrega outros benefícios sistêmicos, além do suporte de reativos em regime permanente, razão pela qual a apuração deve incluir como base a disponibilidade, em MVA, da unidade geradora.

Além desse fato, uma unidade disponibilizada para prestação desse serviço pode não necessariamente fornecer ou consumir potência reativa, o que demanda custos de O&M do empreendedor, mas sem qualquer remuneração, já que atualmente a base de remuneração está calcada apenas no MVArh gerado. Ainda, os benefícios que derivam da operação de unidades geradoras como compensadores síncronos vão além da simples consideração do MVArh, pois os geradores são elementos ativos (em contraste aos reatores, passivos) e, portanto, tem a capacidade de atuação em regime dinâmico, agregando inércia ao sistema, elevando os níveis de curto-circuito para adequada operação de sistemas HVDC, eliminando riscos de autoexcitação e sobretensões transitórias, dentre outros.

Em função do exposto, parece promissora a evolução e criação de um mercado referente aos serviços de suporte de reativos, com o emprego de geradores operando com compensadores síncronos, que abarque um desenho de remuneração em que existam ao menos duas parcelas, sendo essas, uma por disponibilidade e outra pela utilização. Os próximos subitens detalham a proposta.

6.1.1 Estrutura

A tabela a seguir resume a segregação dos elementos econômicos disponíveis em grupos de disponibilidade e de utilização.

Tabela 6-1 Classificação hipotética dos parâmetros a serem considerados na análise econômica das unidades operando como síncronos

item	Compõe parcela fixa	Compõe parcela variável
PIS		X
COFINS		X
RGR		X
TSAv		X
TSAd	X	
TSAa	X	
TSAi (Investimento)	X	
Consumo dos geradores	X*	
Consumo dos compressores	X*	
Capacidade dos geradores	X	
O&M compressores	X*	
O&M unidades geradoras	X	
Geração efetiva		X

* Quando existente.

A partir desse particionamento, tem-se o objetivo de estimar uma tarifa composta capaz de viabilizar e remunerar a oferta do serviço ancilar em questão, cobrindo inclusive cenários menos favoráveis do ponto de vista do gerador.

6.1.2 TSAx

Não há consenso sobre a permanência ou extinção da TSA nos moldes como existe atualmente, mas o fato é que sua forma de cálculo, conforme descrito na NT 078–SRG/ANEEL, deverá ser reavaliada.

Propõe-se o desmembramento da TSA em parcelas fixa e variável como segue:

1. Tarifa de Serviços Ancilares Variável – **TSAv** destinada à cobertura das horas em que o serviço será solicitado pelo Operador, como forma de remuneração da **parcela variável** com receita efetivamente produzida pela geração verificada;
2. Tarifa de Serviços Ancilares por Disponibilidade – **TSAd** destinada à cobertura dos custos pela disponibilidade das unidades para prestação do serviço, como forma de remuneração da **parcela fixa** dos custos operacionais;
3. Tarifa de Serviços Ancilares por Acionamento – **TSAa** destinada à remuneração complementar da parcela fixa (**parcela variável**) por acionamento das unidades para prestação do serviço, de forma similar ao funcionamento do preço de partida da corrida de um táxi, comumente chamado de "bandeirada";
4. Tarifa de Serviços Ancilares de Investimento – **TSAi** para fomento à atratividade de projetos de prestação de serviços ancilares e como forma de garantir ao empreendimento maior estabilidade, remunerando o investimento (**parcela fixa**).

Observa-se que a TSAv, assim como a TSA (modelo atual), mantém seu sentido no tocante à remuneração da parcela variável associada ao período em que o gerador seja solicitado a operar oferecendo o serviço ancilar de suporte de reativos ao sistema.

6.1.3 Consumo e O&M (TSAd)

Considera-se plausível a premissa de computar os custos relativos a O&M como parcelas fixas, uma vez que se trata de componente do serviço que existirá de forma independente da quantidade de serviço disponibilizado ao sistema, ou seja, todo o aparato técnico e manutenção dos equipamentos e instalações deve ser provido para disponibilizar o serviço ao sistema, independentemente de quanto será a produção efetiva da unidade.

Dessa forma, devido à natureza do O&M, as parcelas devem ser estimadas previamente com base em uma média operativa. A equação a seguir sugere uma forma de cálculo aplicada para geradores hidrelétricos destinados à prestação de serviço ancilar de suporte de reativos, mas adaptável para qualquer outro tipo de geração, desde que considerados os devidos custos.

$$T_{fixO\&M} = \frac{(P_{comp} * horas_{ref} * O\&M_{comp} * fcarga_{comp}) + (P_{ger} * horas_{ref} * O\&M_{ger} * fcarga_{ger})}{Qmin} \quad (1)$$

Onde:

$T_{fixO\&M}$: tarifa fixa relativa aos compressores [R$/MVAr/mês]

P_{comp}: potência consumida pelos compressores, por unidade instalada

$horas_{ref}$: número de horas média de referência

$O\&M_{comp}$: O&M dos compressores

$fcarga_{comp}$: fator de carga de operação dos compressores

$Qmin$: potência reativa mínima absorvida pelo gerador

P_{ger}: potência consumida pelos geradores, por unidade instalada

$O\&M_{ger}$: O&M dos geradores

$fcarga_{ger}$: fator de carga de operação dos compressores

6.1.4 Tarifa de Serviços Ancilares de Investimento – TSAi

Como fomento à atratividade de projetos de prestação de serviços ancilares e de forma a conferir ao empreendimento maior estabilidade do negócio, deve-se definir uma parcela fixa relativa à remuneração do investimento, que poderá ser por meio de uma Tarifa de Serviços Ancilares de Investimento (TSAi).

Para sua definição, algumas premissas devem ser adotadas (dados fixos), tais como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o número de horas mensais de operação, o número de unidades adaptadas para desempenhar a função de compensador síncrono, o número de anos de retorno da parcela fixa do investimento, bem como a quantidade de unidades em operação como compensadores síncronos.

Como ponto de partida, deve-se definir uma parcela fixa relativa à recuperação e remuneração do investimento (TSAi), adotando-se a premissa de uma empresa que tivesse apenas o investimento realizado e, nessa situação, a tarifa buscada pudesse representar o valor mensal de receita unitária (R$/MVAr de capacidade de geração/absorção de reativos) que permita recuperar e remunerar o investimento realizado no período de amortização preconizado.

Para tanto, devem-se assumir como premissas (dados fixos) que (i) todas as unidades geradoras serão adaptadas para desempenhar a função de compensador síncrono; (ii) a TSAv (parcela variável) e TSAd (parcela de O&M fixa) devem ser nulas para esse caso, posto que não há custos operacionais a considerar no âmbito de hipóteses formulado; (iii) uma depreciação linear dos equipamentos em 10 anos, por exemplo, representando o período de tempo para retorno do investimento, por premissa; e (iv) Imposto de Renda.

Conceitualmente, deve-se determinar uma tarifa fixa em R$/MVAr/mês que remunere o investimento considerando uma expectativa de retorno do investimento, porém, sem que o fluxo

de caixa resulte em ganhos presentes (VPL=0), ou seja, a taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade TMA) deve ser considerada igual à TIR para a determinação dessa parcela fixa, de modo a permitir que a partir desse conceito se possa calibrar a parcela relativa ao investimento (TSAi) por meio da fixação da TMA (TIR) como meta.

6.1.5 Ajuste da TSAv

A TSAv, assim como a TSA (modelo atual), mantém seu sentido no tocante à remuneração da parcela variável associada ao período em que a usina seja solicitada a operar oferecendo o serviço ancilar de suporte de reativos ao sistema. Note-se que com o desmembramento da tarifa em parcelas fixa e variável, parte da componente da TSA baseada no regramento atual passou a ser alocada na TSAd (fixa) e outra parte na TSAv (variável).

Para que seja feita a sensibilidade dessa parcela, deve-se fixar a TSAd, já indicada em 6.1.3, assim como a estimativa do número de horas, conforme critério. A TSAi deve acompanhar a variação da TIR. O período de depreciação deve ser considerado conforme critério adotado.

6.1.6 Parcela Fixa de Acionamento (TSAa)

A partir dos resultados obtidos para a tarifa fixa de remuneração do investimento (TSAi) e ajuste da tarifa variável de O&M (TSAv), em conjunto com a tarifa fixa de O&M (TSAd), tem-se uma condição de atendimento mínimo para viabilização do negócio, para uma determinada TMA (TIR), em que o VPL é nulo.

Nesse cenário entende-se que, a menos da consideração do PIS, Cofins e RGR, as parcelas da tarifa composta estejam calibradas para atender ao cenário com o número de horas de acionamento por mês, adotado como critério, não sendo necessária a introdução de uma parcela adicional por acionamento. Por outro lado, em se tratando de uma condição extrema e específica associada a um número de horas de acionamento estimado por mês (e.g. horas determinadas por estudo probabilístico de *constrained-off*), ainda há espaço para melhorar as condições do negócio com a introdução de uma tarifa de acionamento (TSAa) com o objetivo de oferecer ao empreendedor melhores garantias de investimento.

Diversas poderão ser as maneiras de se estimar uma tarifa de acionamento para satisfazer às condições almejadas. De forma resumida, pode-se estabelecer um cenário pré-estabelecido com determinado número de horas de operação mensais estimado, manter fixa a TSAi e recalcular a TSAv para o número de horas estimado de operação.

De posse dessa nova TSAv para a TMA (TIR) selecionada, ajusta-se por meta uma TSAa supondo-se que o acionamento não seja exatamente do número de horas selecionado por premissa, mas sim um número de horas mensais inferior, por exemplo, um valor mínimo de horas estimado a partir de uma distribuição de probabilidades. Com isso, espera-se garantir a

viabilidade do empreendimento, mesmo se as premissas de cálculo da TSAv levarem em consideração o número de horas mais provável e, na prática, ocorrer o equivalente a outro período de acionamento.

6.1.7 Comparativo com a metodologia vigente

A partir da proposição das parcelas fixa e variável, cabe a investigação da robustez da composição em termos de estabilidade diante da flutuação de algumas das variáveis de entrada. O número de horas de prestação do serviço ancilar é uma das variáveis de maior susceptibilidade do empreendimento, portanto, será indicada a sensibilidade das duas metodologias ao número de horas, por meio gráfico, tendo em vista a facilidade de interpretação e condensação de informações. Para tanto, deve-se partir de premissas, tais como a fixação de TMA, quantidade de unidades prestando o serviço de suporte de reativos e tarifas TSA e TSAx.

Para a elaboração do gráfico comparativo a seguir, foram adotados como premissa, a TMA em 11 %, e as parcelas TSAi = R$426,67/MVAr/mês; TSAv = R$0,30/MVAr/mês; TSAa = R$5,51/MVAr/mês; e TSAd = 11,98/MVAr/mês. Ressalta-se que esses valores de tarifas podem variar de acordo com a tecnologia de produção de energia, pois possuem custos de implantação e de O&M distintos, fatores que se refletem nas tarifas e que aqui estão sendo adotados apenas para efeito ilustrativo, sem nenhuma conotação de sugestão de valores.

Pela figura, pode-se observar nitidamente a maior estabilidade para o formato de tarifa proposto (TSAx), eliminando-se as situações de inviabilidade por número de horas de operação insuficientes, porém, atenuando-se eventuais ganhos com número de horas de operação superior ao previsto. Em uma análise qualitativa a metodologia proposta traduz-se em redução do risco para o empreendedor.

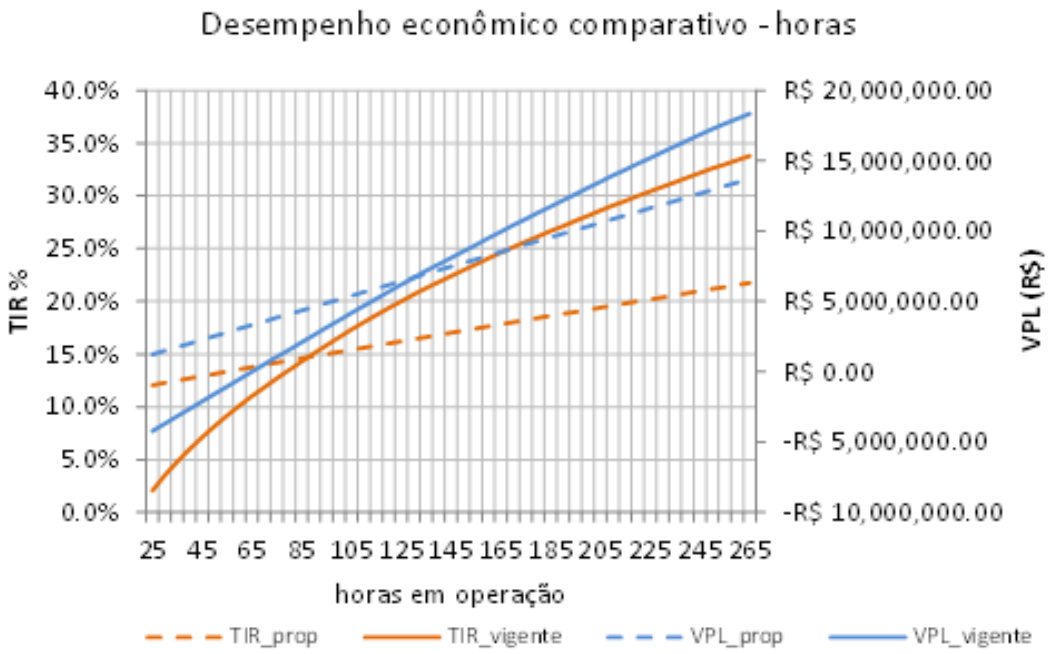

Figura 6-1 Comparativo entre regulação vigente e proposta em relação ao número de horas

7 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE BATERIA (BESS)

7.1 Considerações Gerais

De início, convém frisar que parte do conteúdo desse tópico está baseado nas referências [26] e [27], que se referem a Relatórios produzidos em trabalho de consultoria contratada pela ABEEólica.

Os Sistemas de Armazenamento de Bateria (BESS), quando combinados com fontes VRE, novas ou existentes, podem ajudar a reduzir os impactos da variabilidade na produção dessas fontes, reduzir situações de *constrained-off* e evitar ou adiar investimentos em capacidade de geração que, de outra forma, seriam necessários para atender às cargas em horários de pico sem interrupções.

Uma das vantagens dos BESS é a capacidade de deslocar geração de energia para períodos do dia com maior necessidade, a partir do carregamento dos sistemas de armazenamento em períodos de menor demanda, quando os custos de eletricidade podem ser oportunos e, posteriormente, fornecendo eletricidade em momentos em que o preço é relativamente mais alto, como em horários de pico de carga ou em eventos que causam restrição da geração.

Os BESS também podem fornecer serviços ancilares tais como: *Black Start*, reserva sincronizada (reserva girante) e regulação de tensão e frequência, entre outros. A inserção desses sistemas e serviços pode ser feita por meio de leilões de Energia Renovável Neutra em Tecnologia (TNRE, pelas siglas em inglês), mecanismos que permitem o desenvolvimento de projetos de BESS no setor elétrico. Esses leilões se concentram em metas de capacidades ou de geração e não nas formas de atingir estas metas, permitindo que qualquer tipo de tecnologia, sem quotas ou preferências, participe.

A literatura especializada aponta para a concepção de leilões com as seguintes características: 1) procura por solução de suprimento, indo além da exclusividade da geração; 2) produtos especificados pela necessidade sistêmica; 3) neutralidade de tecnologia em relação ao suprimento. Também se observa que o formato de leilão reverso descendente, a exemplo dos que vem sendo usados no Brasil, tem sido a solução dominante.

Em termos de reserva de capacidade, os sistemas BESS podem oferecer produtos em leilões do tipo Reserva de Capacidade de Potência (LRCP) por meio do oferecimento de blocos de energia retangular ou trapezoidal, com rampas de subida e descida, predefinidas. A garantia de neutralidade tecnológica pode ser obtida em termos de referência aos requisitos sistêmicos, por exemplo, a necessidade de seguimento da carga frente as rampas de subida de descida de carga severas ocasionadas pela entrada ou saída de VRE, evitando-se as referências às características das tecnologias de oferta. Dessa forma, a maior vocação de determinada tecnologia depende da sua capacidade em se amoldar ao produto requisitado.

A variabilidade de produção das VREs impede o fornecimento de reserva de capacidade de potência por essas fontes, em face da impossibilidade de assumir o compromisso de despachar sempre que solicitada. Não obstante, este quadro pode ser revertido pela associação da VRE a sistemas BEES, sento relevante pontuar que a associação de armazenamento no arranjo não amplia a injeção líquida de energia, mas confere flexibilidade compatível com o requisito de reserva de capacidade de potência.

7.2 Atratividade econômica

Em função dos recursos disponíveis de oferta de energia no País, os requisitos de demanda, capacidade, flexibilidade e, mesmo, reserva operativa, sempre foram atendidos pela fonte hidrelétrica. Todavia, esse cenário se alterou nos últimos com o esgotamento desse recurso, perdendo-se paulatinamente a possibilidade de explorar uma importante característica da fonte hidrelétrica, especialmente aquelas com reservatório do tipo de acumulação, que são capazes de modular a geração de forma bastante flexível e, assim, atender às diferentes necessidades ao longo do dia, semana ou mesmo do ano. Além disso, são capazes de compensar mudanças repentinas na demanda ou flutuações na produção das usinas produtoras de energia elétrica com base em recursos renováveis variáveis. Atualmente, os recursos de geração controlável são compostos por usinas hidrelétricas e termelétricas, porém, há necessidade de provimento de maiores recursos de flexibilidade para acompanhamento do inevitável processo de transição energética.

A reserva de capacidade pode ser empregada para atendimento de requisitos de flexibilidade mensal, atendimento dos requisitos de flexibilidade intradiária e atendimento dos requisitos de reserva operativa. Nesse sentido, a contratação de reserva de capacidade foi regulamentada pelo Decreto 10.707/2021 e tem como objetivo o atendimento da necessidade de potência requerida pelo SIN a partir de empreendimentos novos ou existentes. Ainda, de acordo com o Decreto, a contratação de reserva de capacidade será realizada por meio de leilões regulados e poderá considerar sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos.

A contratação é formalizada por meio da celebração de Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP) entre os agentes vendedores nos leilões e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como representante dos agentes de consumo, incluídos os autoprodutores, sendo que os CRCAP são estabelecidos na modalidade por disponibilidade de potência (MW), com as seguintes características:

(i) vigência máxima de quinze anos;

(ii) remuneração por meio de receita fixa, sendo o Custo Variável Unitário (CVU) recuperado por meio da liquidação da energia no MCP ao PLD e por meio do Encargo de Serviços de Sistema (ESS) quando o CVU for superior ao PLD;

(iii) previsão de abatimento ou ressarcimento da receita fixa por indisponibilidade e restrição operativa;

(iv) os empreendimentos contratados devem apresentar características de flexibilidade operacional que permitam atender à totalidade dos despachos estabelecidos pelo ONS; e

(v) a energia associada ao empreendimento que comercializar potência para reserva de capacidade poderá ser livremente negociada nos termos previstos nas regras de comercialização como recurso do empreendimento.

Por meio de uma análise de fluxo de caixa comparativo entre as tecnologias BESS e Gás Natural, ciclo simples, pode-se identificar a mínima receita fixa requerida e o custo de operação associados. Dessa forma, assumidas algumas premissas detalhadas em [27], dente estas, CVU=R$0/MWh para os sistemas BESS e possibilidade do BESS obter contratos de longo prazo para a aquisição de energia para recarga ao preço de R$ 144,00/MWh (preço de longo prazo convencional Dcide de 10/2022), os resultados das análises de atratividade econômica demonstram que, os custos de BESS tornam-se mais competitivos a medida em que a expectativa de despacho da reserva de capacidade aumenta, refletindo os custos de CVU e de *unit commitment* das termelétricas, conforme ilustra a figura a seguir.

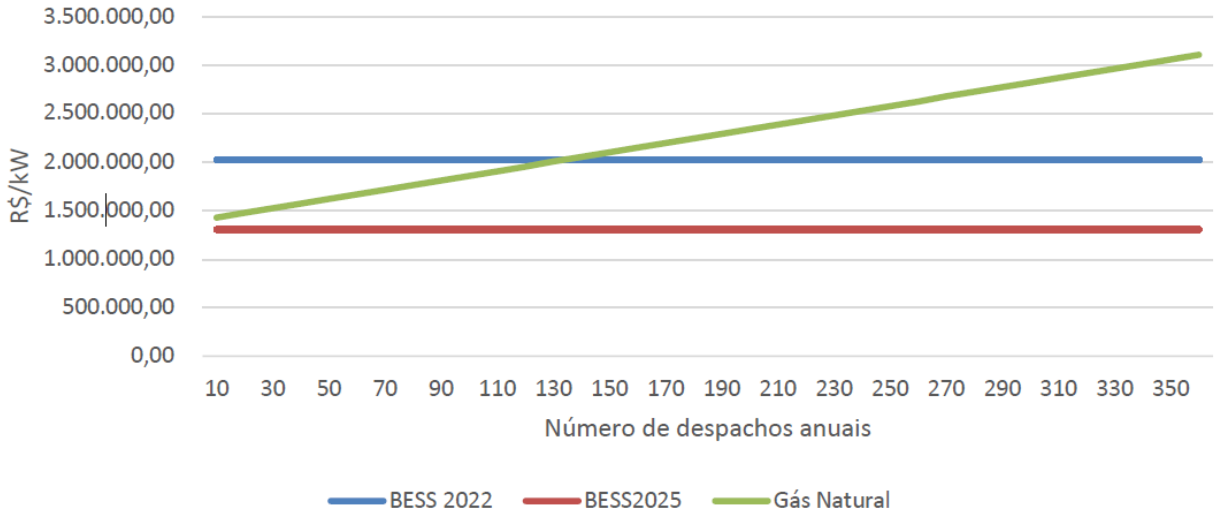

Figura 7-1 Atratividade do BESS nacional com CVU igual a zero (fonte: RegE [27])

Vislumbrou-se também a possibilidade de enquadramento dos empreendimentos de BESS no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) que permite a suspensão do PIS e COFINS e a redução do custo de investimento. A figura a seguir apresenta o resultado da análise de atratividade econômica do BESS com o enquadramento no REIDI.

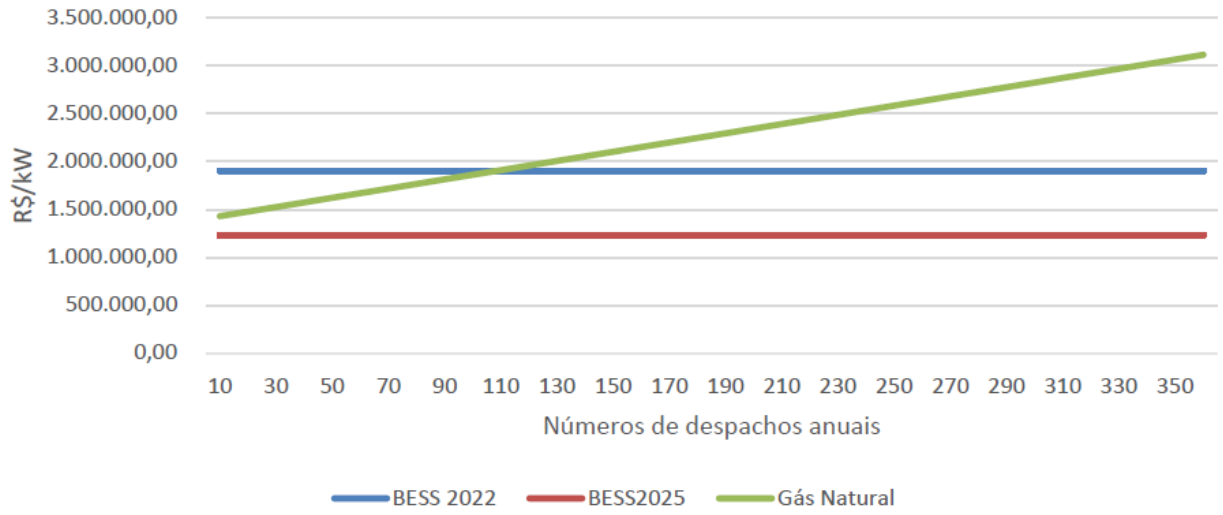

Figura 7-2 Atratividade do BESS nacional com CVU igual a zero e enquadramento no REIDI (fonte: RegE [27])

Dessa forma, os resultados apontam para a competitividade econômica de BESS para suprimento de reserva de potência, mesmo quando esta é desenhada como um produto a ser suprido por meio de termelétrica a GN de ciclo aberto. Consequentemente, é de se esperar que a competitividade de BESS seja ampliada para produtos especificados em termos de requisitos sistêmicos e que tenham valores mais relaxados (menores) em termos de T_{on}, T_{off}, R_{up} e R_{down}.

Sendo assim, recomenda-se a realização de leilões de reserva de capacidade de potência que considere a necessidade de disponibilização de recursos de flexibilidade e reserva operativa e os custos de despacho com *unit commitment* e que permita a participação de BESS com CVU igual a zero.

A exemplo do que tem sido implementado nas grandes economias globais, é fundamental que as decisões governamentais no Brasil levem em consideração uma visão estratégica de longo prazo, considerando a necessária segurança energética do País. Do mesmo modo, devido a vulnerabilidade das cadeias globais de valor, é essencial e determinante assegurar o desenvolvimento de uma indústria nacional de "Sistemas de Armazenamento de Energia e sua cadeia de fornecedores", que seja capaz de atender ao mercado de forma rápida, competitiva e com qualidade, contribuindo para a segurança energética nacional.

8 CONTRIBUIÇÕES ESPECÍFICAS À CP MME 145/2022

8.1 Considerações Gerais

Nesta seção apresentam-se as contribuições da MRTS e ABEEólica à CP145/2022 em relação aos eixos temáticos de aprimoramento da governança setorial, utilização de mecanismos concorrenciais para a prestação de serviços ancilares e possibilidade de ampliação do escopo dos serviços ancilares para incorporar novos aspectos da modernização do setor elétrico brasileiro, conforme estabelecido na NT 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, por meio de perguntas.

O documento estabelece as diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais relativas à prestação de serviço ancilares no SIN, em que deverão ser valorizadas a (i) clareza e transparência na definição dos requisitos sistêmicos com a devida temporalidade e clareza metodológica pelo ONS e pela EPE; (ii) neutralidade tecnológica; (iii) adoção de mecanismos concorrenciais quando a competição for viável e desde que haja alocação eficiente dos custos; (iv) alinhamento ao princípio da modicidade tarifária; e (v) promoção da qualidade e confiabilidade do serviço prestado dos serviços ancilares, independentemente dos desenhos de mercado a serem adotados.

8.2 Diretrizes

As diretrizes propostas na CP MME 145/2022 e apresentadas no tópico de introdução desse Capítulo, apresentam-se como coerentes em relação aos temas já apresentados ao setor por meio da TS ANEEL 006/2019 e CP ANEEL 083/2021, ao fomentar a possibilidade de utilização de ferramental de mercados competitivos, em que o agente, independentemente da opção tecnológica, ofereça o serviço ancilar, desde que atenda aos requisitos determinados.

Evidencia-se, portanto, um incentivo à alocação eficiente dos custos e recursos, resultando na modicidade tarifária. Entretanto, torna-se importante a indicação das demais diretrizes não pontuadas na NT, de forma a permitir a multiplicidade de receitas, garantindo-se que não haja “dupla contagem”. Deve-se permitir o fornecimento de energia, capacidade e serviços ancilares, desde que atendidos os requisitos que venham a ser estabelecidos. O sinal econômico deve ser adequado o bastante para atrair prestadores do serviço, reconhecendo a necessidade sistêmica e permitindo recrutar a atuação de diferentes recursos.

Na definição de novos papéis, devem-se incluir as distribuidoras como provedoras de serviços agregados e permitir atuação de comercializadores agregadores de geração (VPP) e carga, bem como a contratação de serviços de flexibilidade pelas distribuidoras e oferecimento de serviços ancilares aos agentes transmissores – desenvolvimento do elo operacional entre DSO e TSO.

Outro aspecto a ser adotado como diretriz é a valorização dos recursos por performance, como, por exemplo, os recursos por tempo de resposta proporcionados por BESS, em que há incentivo para participação de recursos de resposta rápida em mercados específicos.

8.3 Questões apresentadas na NT 33/2022/CGDE/DMSE/SEE

A seguir, são apresentadas as contribuições da MRTS/ABEEólica em atenção às questões enunciadas no item 3.25 da Nota Técnica 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, estabelecendo a relação com o texto desenvolvido nos capítulos iniciais.

1) Qual(ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?

(Referência: item 2 do texto)

O provisionamento de quaisquer recursos ao sistema eletroenergético ao longo do tempo é, em si, uma atividade estratégica, capilarizada e, por vezes, requerendo intervenção do Estado por meio de políticas. Assim, é necessária a visão sobre as transformações da oferta e da carga e atuar nas adaptações do sistema com visão de médio e longo prazos. Ações devem ser tomadas no presente para garantir a adequação e disponibilidade de recursos para no futuro. Essa é a natureza do planejamento e não seria diferente no tocante aos Serviços Ancilares.

É oportuno destacar que não há possibilidade de ação corporativa isolada na atual estrutura do setor de energia elétrica capaz de identificar a necessidade, promover, estabelecer os trâmites comerciais, regular e fiscalizar a disponibilização do recurso. Dessa forma, é essencial a correta interação entre agentes do setor.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é dependente da configuração e equipamentos disponíveis para operação e busca continuamente otimizar os recursos energéticos, tendo como base o monitoramento, controle e segurança operativa no atendimento confiável da carga. A Lei 10.847/2004 autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e definiu suas atribuições, dentre as quais realizar estudos e projeções da oferta energética brasileira; elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; e desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da política energética nacional.

Diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e requisitos identificados pelo Planejador e pelo Operador, cabe ao Regulador incentivar a prestação de serviços com qualidade, identificando os custos associados e promovendo a alocação eficiente.

Dessa forma, as responsabilidades de cada agente institucional envolvido com a prestação de serviços ancilares poderiam ser estruturadas da forma como indicada a seguir.

Tabela 8-1 Agentes Institucionais e Responsabilidades relacionadas aos serviços ancilares

Agente	Responsabilidades
EPE	• Realizar estudos prospectivos da oferta de energia; • Avaliar o potencial de disponibilização dos serviços ancilares associados; • Elaborar estudos de longo prazo para o desenvolvimento dos serviços ancilares baseados em recursos existentes e inovações; • Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME e da ANEEL no âmbito da política energética nacional, bem como nos estudos e curto prazo do ONS.
ONS	• Análise técnica e compatibilização dos estudos indicativos da EPE, no horizonte de médio prazo, para avaliação dos requisitos de sistema relativos aos serviços ancilares a serem solicitados; • Análise técnica dos requisitos de sistema relativos aos serviços ancilares a serem prestados; • Apuração dos serviços ancilares.
ONS e Agentes	• Celebração do CPSA.
ANEEL	• Incentivar a prestação com qualidade, identificando os custos associados e promovendo sua alocação eficiente; • Definição do RAG por resolução homologatória; • Autorização do ressarcimento de custos incorridos para a implantação dos equipamentos; • Definição da TSAx (parcelas, conforme proposta para remuneração dos serviços ancilares).
CCEE	• Apuração dos serviços ancilares; • Contabilização e liquidação mensal dos encargos de serviços ancilares.

2) Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?

(Referência: itens 2, 3 e 6 do texto)

Conforme introdução da questão anterior, o provisionamento de recursos ao sistema elétrico ao longo do tempo é uma atividade estratégica e requer a integração de diversos agentes, de forma que se tenha a necessária visão sobre as transformações da oferta e da carga no médio e longo prazos. Com as recentes transformações na oferta de energia elétrica, baseada no amadurecimento e penetração de fontes de geração variáveis (VREs), faz-se cada vez mais

necessário que o planejamento estratégico e o planejamento tático interajam forma sinérgica e integrada.

Um ambiente de planejamento em que haja sintonia entre os horizontes de planejamento é indispensável. Portanto, o planejamento assume característica indicativa no longo prazo, mas deve ser determinativo no curto e médio prazos, fundamentalmente baseado no monitoramento constante da relação entre recurso e requisito.

Como ponto de partida, diretrizes e critérios devem ser assumidos de forma integrada e articulada por meio de procedimento de expansão específico para identificação de requisitos associados aos Serviços Ancilares. Tendo em conta que os Serviços Ancilares são recursos usualmente **agregados** a algum tipo de infraestrutura, com função de complementar ou mesmo garantir a continuidade da prestação do serviço principal, carecem de correta investigação e exploração por meio de estudos, de forma que sejam identificados e disponibilizados.

Um exemplo clássico é a exploração de recursos de suporte de reativos realizada por unidades geradoras habilitadas para operação como compensadores síncronos. Há vantagens sobre os recursos estáticos (reatores e capacitores), citando-se o custo inferior, a capacidade de atuação em regime dinâmico, adição de inércia ao sistema, elevação dos níveis de curto-circuito para adequada operação de sistemas HVDC, redução dos riscos de autoexcitação e sobretensões transitórias, dentre outros. Assim, a correta avaliação de recursos, por meio de estudos em âmbito estratégico, poderá nortear adequadamente a expansão de serviços ancilares no sistema, porém, há a necessidade de aprimoramento da atratividade do negócio. Assim, como no exemplo do serviço de suporte de reativos, poder-se-ia evitar a simples contratação de recursos estáticos, geralmente mais dispendiosos e com desempenho inferior aos geradores operando como compensadores síncronos.

Além da criação de procedimentos e regramento específico para a participação dos serviços ancilares na expansão do sistema elétrico, presentes, por exemplo, na Alemanha e Austrália, observa-se a necessidade de uniformização das considerações de topologia, oferta e mercado de energia nos diversos horizontes de planejamento adotados para desenvolvimento de estudos, bem como das diretrizes e critérios a serem utilizados para identificação dos requisitos e tomada de decisão de expansão dos serviços ancilares.

Com as transformações das características operativas do sistema elétrico, os serviços ancilares passam a ser recursos intrínsecos do sistema (rotas). Definir a competitividade dos recursos e sua efetividade são atividades de planejamento (pré-dimensionamento), fornecendo-se parâmetros de requisitos para que estejam presentes no momento da necessidade.

3) Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares e como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente

prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?

(Referência: itens 2, 3, 6 e 7 do texto)

Os serviços ancilares são de grande importância na operação, segurança e confiabilidade de um sistema de energia. Sob um ambiente desregulamentado, são definidos como o conjunto de produtos separado da produção de energia. A depender do grau de maturidade (descentralização) do mercado, alguns serviços ancilares podem ser baseados em estruturas concorrenciais e outros migrarem para ambiente de competição, na medida em que ocorra o desenvolvimento, a exemplo do que se verifica no mercado espanhol, em que todos, exceto controle primário, provisão de *black start* e parte[5] dos serviços de controle de tensão, são operados com base no mercado.

Com a modernização do setor, espera-se a criação de um mercado nacional de leilão de serviços ancilares, com a definição dos produtos a serem ofertados, assim como requisitos e critérios específicos, visando a neutralidade tecnológica entre os recursos, não havendo discricionaridade de fonte, fazendo-se referência aos requisitos sistêmicos, com incentivo à eficiência na prestação dos serviços ancilares. Com isso, espera-se a redução gradual ou a eliminação da necessidade de serviços compulsórios, a longo prazo, estabelecendo-se um ambiente concorrencial em que as próprias regras de mercado incentivarão a prestação dos serviços pelos agentes, situação em que todos os usuários serão beneficiados.

Entende-se que a segmentação da remuneração pela prestação de serviços ancilares em parcelas fixas e variáveis seja uma medida inicial possível de implementação no sentido do estabelecimento de um mercado concorrencial em que haja atratividade de investimento no segmento. A forma de estruturação da remuneração em parcelas pode ser feita de algumas formas, dentre estas a criação de uma parcela de disponibilidade do serviço (valor fixo anual) e outra parcela de remuneração variável, por tempo de operação, de forma similar à TSA existente atualmente e, eventualmente, uma terceira parcela poderia ser agregada para considerar o custo pelo acionamento, a exemplo do que ocorre no mercado inglês.

A forma de remuneração em parcelas fixa e variável apresenta-se como mais transparente e permite a negociação de produtos diferenciados quanto à disponibilidade, utilização e por acionamento, devido à frequência de uso.

[5] Potência Reativa fornecida depende da faixa de operação em função da tensão. Existem faixas obrigatórias e faixas remuneradas ao mercado.

O estudo de caso apresentado considerou a desagregação da TSA em parcelas (TSAx):

(i) **Tarifa de Serviços Ancilares Variável** (**TSAv**), destinada à cobertura das horas em que o serviço será solicitado pelo Operador, com receita efetivamente produzida pela geração verificada;

(ii) **Tarifa de Serviços Ancilares por Disponibilidade** (**TSAd**), destinada à cobertura dos custos fixos operacionais pela disponibilidade das funções de sistema para prestação do serviço;

(iii) **Tarifa de Serviços Ancilares por Acionamento** (**TSAa**), destinada à remuneração complementar da parcela fixa (parcela variável) por acionamento, de forma similar ao funcionamento do preço de partida da corrida de um táxi ("bandeirada"); e

(iv) **Tarifa de Serviços Ancilares de Investimento** (**TSAi**), para fomento à atratividade de projetos de prestação de serviços ancilares e como forma de garantir ao empreendimento maior estabilidade, remunerando o investimento (parcela fixa).

Nesse ambiente, com base na experiência internacional, salienta-se que centrais híbridas carecem de tratamento regulatório específico, melhor elaborado. Alguns mercados permitem o fornecimento de serviços ancilares por arranjos compostos por fonte variável (VRE) em conjunto com sistemas de armazenamento. Esse é o caso, por exemplo, dos mercados do CAISO, PJM, AEMO e na Dinamarca. Entretanto, a FERC argumenta que alguns requisitos técnicos, como requerimentos de duração, podem dificultar a participação desses arranjos nos mercados norte-americanos de serviços ancilares. Os operadores de mercado californiano (CAISO) e australiano (AEMO) publicaram estudos em que foi verificada a possibilidade de fornecimento de serviços ancilares por fontes VRE com armazenamento.

O dinamismo do mercado de serviços ancilares pode ser incrementado com a separação entre produtos de subida e descida no balanço do sistema, a exemplo do que ocorre no mercado californiano CAISO e australiano (*Regulation Up and Down*), permitindo assim a participação de fontes variáveis e recursos distribuídos, aumentando a flexibilidade operativa do sistema.

4) Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais: 1. Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares? 2. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN? 3. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

(Referência: itens 2, 3, 6 e 7 do texto)

De certa forma, alguns dos interrogantes apresentados nesta questão encontram-se desenvolvidos nas respostas anteriores, complementados a seguir.

Deve-se criar um mercado de serviços ancilares, como mecanismos de leilões, em que a partir dos devidos requisitos e critérios estabelecidos, a serem estabelecidos para cada produto, os recursos concorram livremente e independentemente de sua característica tecnológica.

Em caso de não atendimento, ou fora dos padrões e critérios estabelecidos, deve-se prever a aplicação de penalidades ao agente contratado para provimento do serviço, de forma a ressarcir os custos impostos aos demais agentes do sistema em função do acionamento de outros recursos para atendimento das necessidades sistêmicas. Com a aplicação de penalidades, os riscos não ficam alocados somente aos usuários do sistema, mas também ao recurso contratado para provimento do serviço.

Ajustes nas regras de mercado podem propiciar a participação de novos recursos na prestação de serviços ancilares provenientes de fontes de geração variável, armazenamento e recursos distribuídos, auxiliando na eficiência da aplicação do mecanismo concorrencial e incentivando a neutralidade tecnológica e modicidade tarifária.

Nesse sentido, são necessários desdobramentos e aperfeiçoamentos da regulação associada a serviços ancilares, de forma a permitir maior granularidade de preços do mercado, retratando de forma mais próxima a operação real para corretamente retratar a necessidade sistêmica; estabelecer produtos de subida e descida para atendimento do balanço do sistema, assim fontes que poderiam atuar em apenas um sentido, como as eólicas e recursos distribuídos podem fornecer flexibilidade ao sistema; e valorar atributos por performance, assim recursos tecnológicos de resposta rápida seriam incentivados a participar, aumentando a eficiência do mercado de serviços ancilares.

5) Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

(Referência: tema já desenvolvido parcialmente em resposta à questão nº3)

Ao se definirem corretamente os requisitos e critérios de cada serviço ancilar a ser fornecido, considerando a aplicação de regras de mercado adequadas que promovam a ampla concorrência, a neutralidade tecnológica e a valorização dos recursos por performance, não se justifica a consideração de serviços compulsórios, em que a própria competição do mercado, considerando penalidades, atenderá as necessidades do sistema ao menor custo possível.

Não obstante essa consideração, entende-se que essa situação exemplificada ocorra em mercados maduros, não sendo ao caso verificado no País e, nessa perspectiva, entende-se ser necessário um período de transição (amadurecimento e descentralização), em que serviços

compulsórios ainda persistam. Advoga-se que mesmo para os empreendimentos existentes e que tem que atender especificações de recursos mínimos, de acordo com os Procedimentos de Rede do Operador, a médio prazo todas as especificações sejam classificadas como Serviço Ancilar e, nesse sentido, remunerados adequadamente, tornando o tratamento isonômico para empreendimentos existentes e novos.

Nesse ponto, na medida do desenvolvimento, alguns serviços ancilares podem ser baseados em estruturas concorrenciais e outros podem permanecer compulsórios em caráter transitório por mais algum tempo. A título de exemplo dessa diversificação, no mercado espanhol, todos os Serviços Ancilares, exceto controle primário, provisão de *black start* e parte[6] dos serviços de controle de tensão, são operados com base no mercado.

6) Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

(Referência: itens 2, 3, 5, 6 e 7 do texto)

Considerando o atual desenho de mercado, uma possível alternativa para melhorar a atratividade de investimento reside na segregação da remuneração pelo serviço ancilar em parcelas fixa e variável, como apresentado na resposta da questão nº 3, em que se busca uma alternativa ao modelo de remuneração atual, pela TSA, tarifa essa que vem sendo apenas corrigida pelo IPCA, desde 2003, não levando em conta as referidas mudanças nos padrões de operação e de demanda dos equipamentos. Além disso, a TSA vigente, do ponto de vista de estruturação, baseia-se em dados de hidrelétricas, podendo apresentar distorções ao ser aplicada aos demais recursos, como por exemplo, fontes eólica, solar e sistemas de armazenamento.

De certa forma, parece clara a necessidade de alteração da sistemática de atratividade e remuneração envolvendo serviços ancilares e sua forma de contratação e remuneração, mas ainda há um caminho longo a se trilhar dado o rito natural de consolidação de propostas, ainda em fase incipiente.

Em se tratando de usinas de geração de energia elétrica, a remuneração do empreendedor deve ocorrer pela venda de energia e/ou disponibilidade da usina. Desta feita, a remuneração pela prestação dos serviços ancilares, a priori, deve recuperar os custos incorridos, mas sua remuneração não possui capacidade única de garantir a sustentabilidade do negócio principal do

[6] Potência Reativa fornecida depende da faixa de operação em função da tensão. Existem faixas obrigatórias e faixas remuneradas ao mercado.

gerador. Uma alternativa promissora é desagregar a operação e a disponibilidade e, eventualmente, o acionamento, como garantia de remuneração do investimento e serviço.

A desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável oferece ao investidor condições de assegurar necessário retorno do investimento por meio de um conjunto de parcelas fixas, dentre estas a parcela de investimento, cuja função é de remunerar o desembolso do investidor, admitida uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade).

A disponibilização do serviço também deve ser considerada em termos de O&M, destinada à cobertura dos custos pela disponibilidade das unidades para prestação do serviço. Uma vez completa a parcela de componentes fixos, deve ser prevista uma parcela adicional, de natureza variável e a título de acionamento, com objetivo de cobrir eventuais diferenças de remuneração em relação ao número de horas de operação previstas. Quanto à parcela variável propriamente dita, o mecanismo pode ser similar ao existente hoje, que considera a remuneração pelo serviço efetivamente prestado.

A remuneração baseada na regulação vigente oferece condições limítrofes para implantação de projetos de suporte de reativos por meio de unidades geradoras para casos em que a operação se restrinja a um número de horas insuficiente para cobrir as despesas de investimento. Nesse sentido, a desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável seria uma alternativa extremamente adequada para mitigar os riscos de investimento, assim como para estimular novos entrantes e dotar o sistema de recursos adicionais. Essa formatação da nova estrutura de remuneração (TSAx) pode ser adaptada para outros tipos de prestação de serviços ancilares, não somente para o caso de suporte de reativos, como no estudo de caso apresentado no texto. É evidente que a disponibilidade de recursos está fundamentada na correta identificação entre requisitos e recursos, ao longo do tempo, assunto já desenvolvido nas questões de 1 a 3, envolvendo inclusive a correta governança do tema entre agentes de planejamento, operação e regulação. Não obstante, em função do momento de transição, devem ser considerados contratos de curto prazo para suprimento conjuntural.

A experiência internacional indica que as centrais eólicas podem atuar no fornecimento de inércia sintética, suporte de reativos e regulação de frequência por meio de mecanismos de controle avançados, podendo ser potencializadas na prestação de Serviços Ancilares por sistemas de armazenamento associados. Em estudo de caso, apresentado na seção 7 deste trabalho, um comparativo de desempenho econômico indica a competitividade de sistemas BESS no suprimento de reserva de capacidade, mesmo em certames desenhados como um produto a ser suprido por meio de UTE a Gás Natural operando em ciclo aberto, ainda com a vantagem de redução de emissões. Outro estudo de caso, apresentado na seção 5 deste trabalho, envolvendo a análise de situações de *constrained-off*, indicou a presença de recursos disponíveis agregados a empreendimentos eólicos na região elétrica (Rede Básica) da Bahia, que possibilitam o aumento da margem de transmissão em até 523 MW, representando um custo evitado para o SIN de R$ 201 MM/ano.

Em meio a um ambiente com crescentes opções de oferecimento de serviços ancilares, registra-se a importância de garantia de neutralidade tecnológica, que pode ser obtida em termos de referência aos requisitos sistêmicos, por exemplo, pela necessidade de seguimento da carga frente as rampas de subida de descida de carga severas ocasionadas pela entrada ou saída de VRE, evitando-se as referências às características das tecnologias de oferta. Dessa forma, a maior vocação de determinada tecnologia depende da sua capacidade em se amoldar ao produto requisitado.

Por fim, cabe apontar que requisitos mínimos, já definidos, para inércia sintética de Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) e limites de absorção/geração de potência reativa de CGEs e Centrais Geradoras Fotovoltaicas (CGFs) para conexão às instalações de transmissão nos Procedimentos de Rede do ONS, podem impactar diretamente na remuneração do serviço ancilar e na possibilidade de fornecimento de novos serviços ancilares, resultando em um "serviço ancilar compulsório" que conceitualmente não é aderente às diretrizes de alocar a obtenção da oferta de Serviços Ancilares às condições de mercado, com ênfase na competição.

7) Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

Conforme resposta apresentada na questão nº 1 e 2, é razoável que os requisitos e especificação dos serviços sejam realizados de forma conjunta pelos agentes planejador e operador do sistema (EPE e ONS), perseguindo os princípios de clareza e transparência na definição dos requisitos sistêmicos; neutralidade tecnológica (citada nas questões nº 6, 3 e seção 7 do texto); adoção de mecanismos concorrenciais, quando a competição for viável e desde que haja alocação eficiente dos custos; economicidade, sem implicar em duplicidade de pagamentos; qualidade e confiabilidade do serviço prestado; permitir a multiplicidade de receitas; incentivo à regulação econômica; consideração e adaptação do papel das distribuidoras; valoração dos recursos por performance; e, finalmente, preparar o arcabouço para o comportamento ativo a ser desempenhado pelos consumidores futuros, que surgirão em função das crescentes transformações promovidas pela transição energética.

8) Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

A rápida alteração da composição da oferta de geração pela qual o setor de energia elétrica vem passando aumenta a importância de prover o sistema de flexibilidade operativa, possibilidade potencializada por meio dos serviços ancilares. A ampliação desses serviços é pertinente e necessária com o aumento de participação das fontes renováveis variáveis (VRE) na

produção de energia, de forma a prover o sistema de maior segurança, estabilidade e qualidade operativa.

Atualmente, os recursos de geração controlável são compostos por usinas hidrelétricas e termelétricas, porém, há necessidade de provimento de maiores recursos de flexibilidade para acompanhamento do inevitável processo de transição energética.

Os serviços ancilares estão intrinsecamente relacionados à flexibilidade, portanto, assumirão protagonismo cada vez maior no novo cenário operativo. Diante das recentes aberturas de debates relacionados ao assunto e da necessidade de conferir ao sistema elétrico maior flexibilidade operativa, entende-se como oportuna e pertinente a releitura do tema a partir da reavaliação da adequação e abrangência dos atuais serviços ancilares considerados na regulação nacional e, sobretudo, da atratividade como negócio sob o ponto de vista do empreendedor.

A reserva de capacidade pode ser empregada para atendimento de requisitos de flexibilidade mensal, atendimento dos requisitos de flexibilidade intradiária e atendimento dos requisitos de reserva operativa. Nesse sentido, a contratação de reserva de capacidade foi regulamentada pelo Decreto 10.707/2021 e tem como objetivo o atendimento da necessidade de potência requerida pelo SIN a partir de empreendimentos novos ou existentes. Ainda, de acordo com o Decreto, a contratação de reserva de capacidade será realizada por meio de leilões regulados e poderá considerar sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos. A contratação é formalizada por meio da celebração de Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP) entre os agentes vendedores nos leilões e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como representante dos agentes de consumo, incluídos os autoprodutores. Cabe a releitura dessa rota e avaliação da adequação no atendimento das necessidades de ampliação de flexibilidade do sistema elétrico.

Para o caso das CGEs, a associação de armazenamento, por exemplo, não amplia a injeção líquida de energia, mas lhe conferem flexibilidade compatível com o requisito de reserva de capacidade de potência.

De todo modo, para fornecimento de flexibilidade, um recurso deve ser provido de: (i) capacidade de rampa; (ii) energia capaz de ser fornecida de forma constante, após rampa (duração mínima e máxima de fornecimento); (iii) o tempo de recarga deve ser compatível com as especificações do serviço. Em especial, recursos de flexibilidade adicionais podem ser obtidos ampliando-se os serviços ancilares de: (i) suporte de reativos; (ii) regulação de frequência; (iii) descongestionamento das redes de transmissão e distribuição; (iv) fornecimento de rampa; (v) reserva de capacidade.

9) É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

Sim, qualquer recurso que possua os atributos de flexibilidade (capacidade de rampa, energia capaz de ser fornecida de forma constante, após rampa, duração mínima e máxima de fornecimento e tempo de recarga) deve ser apto a fornecer serviços de flexibilidade.

Representam alguns possíveis prestadores de flexibilidade e que **não** estão previstos na regulação atual:

- Centrais de geração baseadas em fontes renováveis de natureza variável (i.e., eólica e solar), com sistemas de armazenamento acoplado ou sistemas de controle avançados para atender os requisitos e critérios de atendimento dos serviços ancilares.
- Sistemas de armazenamento, acoplados ou não a um sistema de geração variável (composição híbrida).
- Recursos distribuídos a partir da figura de agregadores.

Adicionalmente, cita-se a possibilidade de agentes de transmissão prestarem serviços de flexibilidade baseados em dispositivos de eletrônica de potência (FACTS e outros), bem como associados a sistemas de gerenciamento de carregamento em linhas de transmissão, tal como sistemas DLR (D*ynamic Line Rating for overhead lines*).

10) Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

Considerando os serviços ancilares conforme regulamentação atual (REN 1.030/2022), as centrais de geração baseadas em fontes renováveis de natureza variável (i.e., eólica e solar) poderiam prestar serviços de controle primário de frequência, suporte de reativos para condições de potência ativa não nula e nula.

Sistemas de armazenamento, acoplados a um sistema de geração variável (composição híbrida) ou não, poderiam prestar os serviços anteriores e adicionalmente os serviços de auto-restabelecimento integral e possivelmente o de despacho complementar.

Recursos distribuídos a partir da figura de agregadores de geração e carga poderiam prestar os serviços ancilares de controle primário e de suporte de reativos.

11) Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

A partir da experiência internacional e com a modernização do setor nacional a partir da inserção de novas tecnologias, novos serviços surgem como oportunidades.

Especificamente no tocante a CGEs há possibilidade de fornecimento de serviços ancilares relacionados a estabilidade transitória a pequenos sinais como *Governor Response* e Inércia Sintética (para o caso de aerogeradores), bem como de suporte de reativos, já explorado em questões anteriores e na seção 5.1 do texto.

Sistemas de armazenamento poderiam atuar no provimento de serviços de resposta rápida de frequência (em milissegundos).

Enfatiza-se a necessidade de reavaliação no regramento atual para viabilizar a prestação de serviços por novos recursos, sendo, em linhas gerais, a criação de um mercado competitivo de serviços ancilares, com remuneração por disponibilidade e acionamento (parcelas fixas e variáveis), aumento da granularidade de preços para aproximação entre a realidade sistêmica e a remuneração pelo serviço, valorização de atributos de performance, e o estabelecimento de diferentes produtos de subida e descida para balanço do sistema.

12) A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

Primeiramente há necessidade de identificação de quais seriam os serviços de flexibilidade requisitados e regulados pelo sistema, pois podem abranger agentes geradores, agregadores, transmissoras e distribuidoras, além de requererem, em muitos casos, a forte integração entre Operadores de Transmissão (TSO) e de Distribuição (DSO). Prevê-se que recursos de flexibilidade estejam cada vez mais presentes no sistema com o avanço da transição energética, especialmente na vertente do consumidor, porém em futuro ainda distante da realidade nacional.

Vencida essa etapa, cita-se a existência de mecanismos (leilão *day ahead*) de contratação de serviços de flexibilidade/ancilares em mercados internacionais (Alemanha, por exemplo). Dessa forma, vislumbra-se a rota, porém resta a avaliação pormenorizada da real atratividade ao negócio.

8.4 Contribuições adicionais

Com participação atual na potência instalada de pouco mais de 55 %[7], as usinas hidrelétricas gradualmente perderão espaço na composição da oferta do sistema para as fontes renováveis não controláveis, que poderão evoluir dos atuais 30 GW de capacidade, para 41 GW, no ano 2031[1].

[7] PDE2031.

Segundo dados do Informativo Preliminar da Operação (IPDO/ONS)[8], essas fontes correspondem, a uma penetração de 4 % na produção de energia do País, sendo que a fonte hidrelétrica (incluindo Itaipu) representa aproximadamente 83 % na parcela operativa, sendo o restante associado a fontes termelétricas. Esses números traduzem a importância da fonte hidrelétrica para a operação do sistema.

Quanto maior a parcela de fontes com características variáveis na composição da geração, maiores serão os impactos sobre os sistemas de potência. Por outro lado, sistemas que contenham fontes com características flexíveis estarão mais aptos a acomodar a porção não controlável da oferta.

Países que não dispõem de recurso hidráulico em abundância e que têm optado pelo descomissionamento de usinas térmicas, rumo a uma economia de baixo carbono, tem encontrado uma maior dificuldade e complexidade frente a integração das fontes renováveis. Essa complexidade, vem demandando a criação de novos desenhos de mercado e o uso de soluções tecnológicas para provisão de serviços ancilares, como os sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda.

No caso brasileiro, o parque hidrotérmico existente contribui para que os requisitos de segurança elétrica sejam atendidos, mesmo com a integração de renováveis não controláveis, uma vez que essa combinação agrega reserva de potência, inércia e potência de curto-circuito ao sistema elétrico.

Mercados competitivos de energia requerem serviços ancilares desmembrados, precificados e direcionados. Com isso, cria-se a necessidade da existência e desenho de mercados específicos para a contratação e provisionamento desses serviços. Nesse ponto, cabe destacar que a Consulta Pública MME 33/2017 tratou da contratação dos serviços ancilares por meio de produtos oferecidos via tarifa regulada e outros que poderiam ser contratos pelo operador do sistema em leilões específicos, em que a contratação desses serviços seria definida a partir de modelos de otimização. Esse fato representaria um grande avanço em relação à estrutura vigente, ao passo que inauguraria um ambiente para a oferta de novos serviços que possam surgir a partir da modificação das características da oferta de energia e com a separação entre lastro e energia, por exemplo.

Destaca-se em complemento que, o foco sobre serviços propiciados por agentes de transmissão não deve ser abandonado, uma vez que é inexorável a necessidade de acréscimo de

[8] Valores referentes a um dia típico de semana em período anterior à pandemia

flexibilidade operativa, e muitos recursos podem ser providos pelo próprio sistema de transmissão a partir de investimentos de pequena monta.

Enquadra-se nesse conceito, por exemplo, o *Dynamic Line Rating* (DLR), conceito que envolve tecnologias e técnicas para flexibilizar os limites em linhas de transmissão. O uso da tecnologia DLR surgiu com a necessidade de utilização mais intensa da infraestrutura de transmissão operada por TSOs, em alternativa à construção de novos ativos.

Dessa forma, trata-se de um produto que utiliza de forma dinâmica a capacidade da infraestrutura existente, ou seja, é um recurso ou conjunto de ações que complementa, ou mesmo garante a continuidade da prestação do serviço principal, proporcionando ganhos de segurança e confiabilidade, em especial, em redes com elevada concentração de recursos de natureza variável, tais como CGEs e UFVs [25].

Por conseguinte, tal tecnologia pode ser considerada como um serviço ancilar de carregamento, cuja forma de remuneração deve ser feita por meio de parcelas fixas e variáveis, de forma a incentivar o agente a prover o serviço. Deve-se notar que essa tecnologia não é um substituto para a expansão da rede, mas um método complementar para melhor explorar a infraestrutura existente. Também de forma previdente, o serviço relacionado a armazenamento por meio de baterias poderia ser incorporado à relação ampliada de serviços ancilares. Sistemas dessa natureza atuam no controle primário de frequência e podem suprir uma demanda específica por tempo determinado. A forma de remuneração deveria considerar a estruturação em parcelas fixa e variável.

Ainda em âmbito complementar, destaca-se que a associação entre tecnologias é uma forma promissora para a recuperação da robustez operativa do sistema interligado. Além das inúmeras vantagens operativas, pode apresentar reflexos positivos para o sistema como provedor de armazenamento ou mesmo atenuando a característica volátil das fontes variáveis, desde que sejam adequadamente equacionadas as questões comerciais e de atratividade ao negócio. Nesse ponto específico, incentivos regulatórios podem ser criados, aproveitando-se a oportunidade de abertura para criação de novos serviços ancilares e aperfeiçoamento da forma de remuneração dos serviços, sabidamente deficientes em termos de atratividade.

O armazenamento de água adicional proporcionado por sistemas associados, além dos benefícios para a geração otimizada, pode oferecer condições para a criação do serviço de **Reserva Girante**[9], por exemplo, com a devida reserva hídrica alocada, sem comprometer os

[9] Folga de geração sincronizada (*spinning reserve*) ao sistema com possibilidade de suprimento integral em um tempo menor ou igual a 10 minutos (fonte: HIRST, E.; KIRBY, B. Electric power ancillary services. Oak Ridge, TN: *OAK Ridge National Laboratory*, feb. 1996. 47 p)

estoques para o despacho otimizado.

O mecanismo técnico e econômico seria similar ao existente para unidades geradoras operando como compensadores síncronos, ou seja, o ONS programa e solicita a reserva girante para o agente, com base na disponibilidade de unidades geradoras e na energia armazenada adicional, devidamente contabilizada por sistema informatizado dedicado. A condição de participação seria a presença da associação (hibridização) e a comprovação do armazenamento artificial adicional, dado pela produção solar ou eólica equivalente.

A criação desse novo serviço ancilar, juntamente com a modificação da forma de remuneração pelo serviço, pode compor uma diretriz regulatória específica para o adequado desenvolvimento desses sistemas (usinas híbridas hidro eólicas ou hidro solares), que terão efeitos diretos sobre o armazenamento, controle primário e secundário de frequência, bem como na reserva de potência. Usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação devem ser priorizadas, tornando-se possível a recuperação de parte da inércia perdida ocasionada pela inserção de fontes renováveis variáveis, permitindo que mais usinas hidrelétricas participem da regulação secundária de frequência e o provimento de Reserva Girante (inércia) como serviço ancilar.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As incertezas associadas à produção de energia inerentes às fontes renováveis variáveis (VRE) aumentam a necessidade de disponibilização de serviços ancilares ao sistema elétrico que venham a compensar, ou atenuar, as variações de grandezas elétricas associadas à estabilidade e confiabilidade. Entretanto, a prestação desses serviços impõe custos a seus prestadores, particularmente os custos diretos associados aos investimentos relativos à implantação de equipamentos adicionais e custos de operação e manutenção, consumo de combustível e os custos indiretos causados pela alocação de recursos de sistema à prestação dos serviços ancilares [20].

Em função das características dos equipamentos em uma rede de energia elétrica, alguns recursos encontram-se agregados a estruturas presentes e podem ser explorados como serviços ancilares. Por outro lado, equipamentos podem ser inseridos na rede com objetivo específico de prestação de serviços ancilares. A presença e disponibilização é função do ambiente regulatório e especialmente comercial e, por conseguinte, em um mercado concorrencial é necessário o desenvolvimento de mecanismos de atratividade de investimento. Não obstante, por se tratar de um aspecto relacionado diretamente a questões de planejamento e operação do sistema, a identificação de requisitos e recursos por agentes afetos a esses temas torna-se o ponto de partida para o processo de consolidação da estratégia de melhor alocação dos serviços ao longo do tempo, de modo a proporcionar segurança ao sistema no processo de suprimento de energia elétrica.

Transformações profundas e o desenvolvimento de mecanismos transacionais de serviços apropriados estão ocorrendo em nível mundial, adaptando realidade e necessidades específicas de cada mercado. O resultado desse processo é que não existe um padrão mundial definido para o tratamento dos serviços ancilares, sendo que as particularidades da evolução na arquitetura de mercado em cada país condicionam o tratamento dado a esses serviços. Assim, também deverá ocorrer no Brasil, onde a evolução do tratamento dos serviços ancilares deve ser coerente e aderente às expectativas de modernização do setor de energia elétrica. É fato que quanto maior a parcela de fontes com características variáveis na composição da geração, maiores serão os impactos sobre os sistemas de potência. Por outro lado, sistemas que contenham fontes com características flexíveis estarão mais aptos a acomodar a porção não despachável da oferta.

Nos países que não dispõem de recurso hidráulico em abundância e que têm optado pelo descomissionamento de usinas térmicas, rumo a uma economia de baixo carbono, o desafio da integração de renováveis tem sido mais complexo, demandando a criação de novos desenhos de mercado e o uso de soluções tecnológicas para provisão de serviços ancilares, como os sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda.

No caso brasileiro, o parque hidrotérmico existente contribui para que os requisitos de segurança elétrica sejam atendidos, mesmo com a integração de renováveis não controláveis.

Não obstante, dada a maior participação das fontes eólica e solar fotovoltaica na oferta e a capacidade de promoverem inúmeros serviços ancilares mediante as novas tecnologias desenvolvidas, torna-se fundamental que aprimoramentos regulatórios sejam realizados em prol da participação dessas fontes como ofertantes de serviços ancilares, uma vez que promoveriam benefícios importantes ao sistema.

Mercados competitivos de energia requerem invariavelmente que os serviços ancilares sejam desmembrados, precificados e direcionados, de forma que se garanta remuneração justa para os agentes que prestam determinado serviço, além de uma administração eficiente dos recursos disponíveis. Para que o SIN tenha à disposição serviços ancilares adequados é preciso planejar a indicação das necessidades do sistema, o dimensionamento dos requisitos, a localização dos equipamentos de serviços ancilares e a contratação de longo prazo (ou de curto prazo, conforme a necessidade sistêmica) desses serviços em favor da redução de custos e da remuneração adequada dos investimentos.

Quanto ao papel dos diversos agentes, o planejamento (EPE), por meio de estudos e pesquisas, deve estabelecer as diretrizes necessárias para a formulação e a implementação de ações do MME. O Operador do sistema fica condicionado à capacidade disponibilizada pelo planejamento do setor para operar e otimizar os recursos energéticos em favor da segurança elétrica requerida para atendimento da carga. O Regulador deve incentivar a prestação dos serviços com qualidade e garantia, identificar e reconhecer os custos, alocá-los eficientemente e remunerá-los adequadamente diante das necessidades apontadas pelo planejamento da operação energética e elétrica. Aos agentes detentores de ativos, cabe a alocação dos recursos demandados a partir da sinergia existente entre o serviço, a rede elétrica e a avaliação econômico-financeira do negócio.

Em função da recente e acelerada alteração da oferta de energia elétrica nacional, surge a preocupação e necessidade premente de revisitar o arcabouço regulatório envolvendo os serviços ancilares, tanto em termos de adequação técnica, como de atratividade no sentido de ampliar a oferta dos serviços e aumentar a segurança operativa do sistema ao acomodar os quase 10 GW de potência instalada associados a fontes classificadas como variáveis, previstos no horizonte decenal. Nesse contexto, cabe destacar a previsão da eólica *onshore* atingir a marca de 31 GW de capacidade instalada em 2031. No entanto, conforme as projeções da ABEEólica de crescimento da fonte, os 31 GW de nova capacidade instalada eólica será atingido até 2024.

Os mercados internacionais maduros apresentam competitividade em termos de serviços ancilares, em que há remuneração do fornecimento de controle de tensão por contratos (estabelecidos a partir de leilões), pagos por disponibilidade e uso, com ressarcimento de potência ativa restringida. Avaliando o contexto nacional, a partir de um estudo de caso para

prestação de serviço de suporte de reativos, observa-se grande limitação do alcance da TSA, conforme regramento atual, pois essa tarifa não é capaz de remunerar o investimento, tampouco garantir o número de horas de operação alocadas compulsoriamente por determinação do ONS.

De fato, pois a unidade poderá ficar à disposição do operador sem necessariamente gerar energia reativa e, portanto, sem qualquer faturamento, ao passo que se estivesse em condição operativa convencional, a produção de energia ativa estaria sendo contabilizada. Outro estudo de caso, este envolvendo CGEs da região da Bahia prestando serviço ancilar de suporte de reativos, indicou baixa atratividade para o investidor, considerando a estrutura de remuneração atual, via TSA, como proposta na minuta associada à NT130/2021-SRG/ANEEL.

Nesse ponto há evidentemente um *trade-off* do concessionário em decidir por adaptar ou não as unidades geradoras para prestação do serviço, tendo em conta que a partir da assinatura do necessário Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) entre o ONS e o agente, a prestação do serviço torna-se compulsória e centralizada pelo Operador.

A introdução de serviço ancilar de suporte de reativos prestados por CGEs na condição de restrição de transmissão é relevante, analisado sob o aspecto de desempenho da função de serviço de rede, ao ampliar a margem e transmissão e evitar despesas sistêmicas com despacho emergencial ou fora da ordem de mérito, ou até mesmo postergar investimentos em linhas de transmissão ou com compensação estática.

Por outro lado, como pontuado anteriormente, há nítidos indícios de que a forma de remuneração do serviço, via TSA, não apresenta atratividade para o negócio. Nesse sentido, entende-se que a TSA pode não ser a melhor estratégia para remuneração do serviço ancilar de suporte de reativos, cabendo a proposta de análise de segregação do pagamento pelo serviço em custos fixos e variáveis, especialmente se houver necessidade de investimento.

Em se tratando de usinas de geração de energia elétrica, a remuneração do empreendedor deve ocorrer pela venda de energia e/ou disponibilidade da usina. Desta feita, a remuneração pela prestação dos serviços ancilares, a priori, deve recuperar os custos incorridos, mas sua remuneração não possui capacidade única de garantir a sustentabilidade do negócio principal do gerador. Uma alternativa promissora é desagregar a operação e a disponibilidade e, eventualmente, o acionamento, como garantia de remuneração do investimento e serviço.

A desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável oferece ao investidor condições de assegurar necessário retorno do investimento por meio de um conjunto de parcelas fixas, dentre estas a parcela de investimento, cuja função é de remunerar o desembolso do investidor, admitida uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade). A disponibilização do serviço também deve ser considerada em termos de O&M, destinada à cobertura dos custos pela disponibilidade das unidades para prestação do serviço. Para completar, pode ser prevista uma parcela de natureza variável, mas focada no investimento, caracterizada por uma parcela adicional por acionamento, com objetivo de cobrir eventuais diferenças de remuneração em relação ao número de horas de

operação previstas. Quanto à parcela variável propriamente dita, o mecanismo é similar ao existente hoje, que considera a remuneração pelo serviço efetivamente prestado.

A remuneração baseada na regulação vigente oferece condições limítrofes para implantação de projetos de suporte de reativos por meio de unidades geradoras, considerando casos em que a operação se restrinja a um número de horas insuficiente para cobrir as despesas de investimento. Nesse sentido, a desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável seria uma alternativa extremamente adequada para mitigar os riscos de investimento, assim como para estimular novos entrantes e dotar o sistema de recursos adicionais.

Com base nas análises realizadas, entende-se como coerente a proposição de remuneração por meio da desagregação da tarifa de serviços ancilares. Essa decomposição possibilitaria melhor atratividade para o empreendimento, uma vez que poderá remunerar itens pela magnitude dos serviços disponibilizados, por exemplo. Não se pode esquecer também o ressarcimento do custo de oportunidade incorrido, quando o agente deixa de despachar potência ativa para reservar a capacidade dos inversores para produção exclusiva de potência reativa, para o caso de prestação de serviço ancilar de suporte de reativos, por exemplo.

Importante ainda salientar, como absolutamente necessária, a inspeção e eventual reformulação da composição da TSA, uma vez que também considera a O&M em sua estrutura. É importante destacar que a porção fixa da tarifa possui peso considerável na viabilidade de investimento, portanto, um aumento dessa parcela pode elevar a atratividade do empreendimento.

Por fim, recomenda-se considerar o momento para a estruturação de novos serviços, ou mesmo diretrizes regulatórias que ofereçam respaldo ao desenvolvimento de novas tecnologias, ou mesmo que essas, já presentes no sistema, sejam disponibilizadas na forma de serviços ancilares que agreguem flexibilidade ao sistema elétrico, tais como: (i) a resposta de frequência rápida (*fast frequency response* na regulação primária), possível de ser oferecido por eletrônica de potência das CGEs (resposta inercial) e baterias; (ii) controle de tensão por meio de suporte de reativos, viável também por meio de CGEs; recursos de rampa rápida que podem responder a grandes variações de carga em um curto espaço de tempo; e, na área de transmissão, serviços derivados do conceito de DLR ("*Dynamic Line Rating*"). Observa-se também que sistemas híbridos (ou associados) na geração, possibilitam a exploração de amplas frentes relacionadas à flexibilidade e serviços ancilares por maio de recursos de rampa, reserva operativa, reserva girante e outros, a depender da evolução do arcabouço regulatório e mecanismos de remuneração adequados. Nesse sentido, a formação de um grupo de trabalho específico poderá ter resultados profícuos e abrangentes, com a oportunidade de aprimoramento não se restringindo a soluções de curto prazo.

10 REFERÊNCIAS

[1] EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília 2022.

[2] ANEEL. Nota Técnica nº 130/2021-SRG/ANEEL. Novembro de 2021.

[3] Energy Market Consulting associates. Report on the benchmarked costs of ancillary services in different jurisdictions for Economic Regulation Authority. 2020.

[4] FERC. Energy and Ancillary Services Market Reforms to Address Changing System Needs. September, 2021.

[5] CAISO. Fifth Replacement Electronic Tariff - Section 8: Ancillary Services. May, 2019. https://www.caiso.com/Documents/Section8-AncillaryServices-asof-May19-2021.pdf

[6] NT EPE. Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão. Outubro de 2021.

[7] NationalGridESO. ESO Balancing Services: A guide to contracting, tendering and providing response and reserve services. May, 2020. https://www.nationalgrideso.com/document/142161/download

[8] CEN. (10 de Julho de 2020). NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS. Fonte: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf

[9] European Comission. Enable Ancillary Services by RES. 2018.

[10] Ramboll. Ancillary Services from New Technologies - Technical Potentials and Market Integration. December, 2019.

[11] Energinet. Ancillary Services To Be Delivered In Denmark - Tender Conditions. 20 January 2021.

[12] CAISO, et al., Avangrid Renewables Tule Wind Farm, Demonstration of Capability to Provide Essential Grid Services (Mar. 2020).

[13] FERC. Order No. 755. Docket Nos. RM11-7-000 AD10-11-000. October 20, 2011.

[14] NationalGrid ESO. Landmark moment as renewables get ‘green light’ to support the grid. https://www.nationalgrideso.com/news/landmark-moment-renewables-get-green-light-support-grid

[15] NationalGrid ESO. The Grid Code. Issue 6. Revision 11. 14 February 2022.

[16] CAISO. Fifth Replacement Tariff. Appendix K Ancillary Service Requirements Protocol (ASRP).

[17] FERC. Hybrid Resources White Paper. May, 2021.

[18] AEMO. Market Ancillary Service Specification. July, 2017.

[19] FERC. Energy and Ancillary Services Market Reforms to Address Changing System Needs. September 2021.

[20] AEMC. Consultation Paper - National Electricity Amendment (Integrating Energy Storage Systems into the NEM) Rule. August, 2020.

[21] AEMO. Application of Advanced Grid scale Inverters in the NEM. August, 2021.

[22] Bukola Babatunde Adetokun & Christopher Maina Muriithi. Application and control of flexible alternating current transmission system devices for voltage stability enhancement of renewable-integrated power grid: A comprehensive review. Heliyon, vol. 7, issue 3, 2021.

[23] Amirreza Naderipour et al. Optimal designing of static var compensator to improve voltage profile of power system using fuzzy logic control. Energy, v. 192. 2020. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116665.

[24] CEPEL, "Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa," 14 March 2022. [Online]. Available: https://dre.cepel.br/manual/nh2/.

[25] DOE. Dynamic Line Rating - Report to Congress. June 2019.

[26] RegE. Revisão e Diagnóstico da Experiência Internacional em Leilões de Fontes Renováveis e BESS. Agosto de 2022.

[27] RegE. Estudo de atratividade econômica do BESS no mercado de capacidade. Outubro de 2022.