

Prestação de Serviços Ancilares Através de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Rafael Messias T. Lessa Jr.* Augusto C. Rueda-Medina**

*Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Vitória, ES – BR (e-mail: rafael.m.lessa@edu.ufes.br)

**Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Vitória, ES – BR (e-mail: augusto.rueda@ufes.br)

Abstract: In this work, the use of Distributed Generation (DG) in Electrical Energy Distribution Systems (SDEEs) to provide ancillary services (SAs) of active power reserve for frequency control and reactive power support for voltage control, and assist the substation in providing power to meet the demands of the loads and system losses, was analyzed. In this context, a model of remuneration of the DG units was elaborated, based on their price offers to supply the SAs mentioned above and the demands of the loads, in which the Electric Energy Distribution Concessionaire (CDEE) is the only buyer. This model differs from the strategies adopted in the Brazilian Electric System (SEB), in which SAs are provided through electricity transmission networks and their remuneration is based on charges determined by the National Electric Energy Agency (ANEEL). The simulations were performed using the A Mathematical Programming Language (AMPL) software, using the Interior Point Optimizer (IPOPT) solver. The SDEE employed in these simulations was the modified 37-node radial distribution test system from the Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). From the results obtained, the reduction in total costs between the system without DG units and with these generators was 41.53%. Furthermore, active and reactive power losses decreased by around 98.31% and 97.3%, respectively. These values suggest the possible benefits that DG and their remuneration based on a competitive market can promote to SEB, to CDEE and, consequently, to the final consumers of electricity.

Resumo: Neste trabalho, foi analisado o uso de Geração Distribuída (GD) em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) para prover os Serviços Ancilares (SAs) de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa para controle da tensão, e auxiliar a subestação no fornecimento de potência para atender as demandas das cargas e as perdas do sistema. Nesse contexto, elaborou-se uma modelagem de remuneração das unidades de GD, alicerçada em ofertas de preços destes para suprir os SAs citados acima e as demandas das cargas, na qual a Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica (CDEE) é a única compradora. Essa modelagem difere-se das estratégias adotadas no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), no qual os SAs são prestados através das redes de transmissão de energia elétrica e têm sua remuneração fundamentada em encargos determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As simulações foram realizadas no *software A Mathematical Programming Language (AMPL)*, através do *solver Interior Point Optimizer (IPOPT)*. O SDEE empregado nessas simulações foi o sistema teste de distribuição radial de 37 nós, modificado, do *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)*. A partir dos resultados obtidos, a redução dos custos totais entre o sistema sem unidades de GD e com estes geradores foi de 41,53%. Além disso, as perdas de potência ativa e reativa diminuíram em 98,31% e 97,37%, respectivamente. Esses valores sugerem os possíveis benefícios que a GD e a sua remuneração baseada em um mercado competitivo podem promover ao SEB, à CDEE e, consequentemente, aos consumidores finais de energia elétrica.

Keywords: Distributed generation; Electrical energy distribution systems; Ancillary services; Active power reserve for frequency control; Reactive power support.

Palavras-chaves: Geração distribuída; Sistemas de distribuição de energia elétrica; Serviços ancilares; Reserva de potência ativa para controle de frequência; Suporte de potência reativa.

LISTA DE SÍMBOLOS

B - Conjunto de barras

E_{GD} - Energia gerada pelas unidades de GD (kW)

fd - Fator de demanda (%)

fp_{cap} - Fator de potência capacitivo mínimo da subestação

fp_{ind} - Fator de potência indutivo mínimo da subestação

$fp_{GD_{cap}}$ - Fator de potência capacitivo mínimo das unidades de GD

$f_{p_{GD_{ind}}}$ - Fator de potência indutivo mínimo das unidades de GD
 FR_{GD} - Faturamento da concessionária de distribuição de energia elétrica com a revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica (R\$)
 G - Conjunto de unidades de GD
 I - Corrente no ramo (A)
 I_{max} - Capacidade máxima de corrente no ramo (A)
 n - Tempo de resposta para fornecimento da reserva de potência ativa pelas unidades de GD
 n_{GD} - Numeração binária que indica se há ou não unidades de GD conectadas na barra (1 - se tem; 0 - caso contrário)
 $Offer_E$ - Ofertas das unidades de GD para fornecimento de energia (R\$/kW)
 $Offer_R$ - Ofertas das unidades de GD para fornecimento de reserva (R\$/kW)
 $Offer_Q$ - Ofertas das unidades de GD para fornecimento de potência reativa (R\$/kvar)
 P - Potência ativa que flui no ramo (kW)
 P_D - Demanda de potência ativa na barra (kW)
 P_g - Geração de potência ativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kW)
 $P_{n,g}$ - Capacidade de geração de potência ativa das unidades de GD no ponto “n” das respectivas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kW)
 P_{GD} - Potência ativa total gerada pelas unidades de GD (kW)
 P_{GDmax} - Máxima geração de potência ativa das unidades de GD (kW)
 P_s - Potência ativa fornecida pela subestação (kW)
 P_T - Potência ativa total fornecida ao sistema de distribuição de energia elétrica (kW)
 Q - Potência reativa que flui no ramo (kvar)
 Q_D - Demanda de potência reativa na barra (kvar)
 Q_g - Geração de potência reativa das unidades de GD, baseada nas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kvar)
 $Q_{n,g}$ - Capacidade de geração de potência reativa das unidades de GD no ponto “n” das respectivas curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução duplamente alimentado (kvar)
 Q_{GD} - Potência reativa gerada pelas unidades de GD (kvar)
 Q_S - Potência reativa fornecida pela subestação (kvar)
 \underline{Q} - Limite mínimo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)
 \overline{Q} - Limite máximo de geração de potência reativa das unidades de GD (kvar)
 R - Resistência do ramo (k Ω)
 R_{GD} - Reserva gerada pelas unidades de GD (kW)
 R_{GDmax} - Máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada pelas unidades de GD (kW)
 R_{req} - Reserva de potência ativa total requerida pelo coordenador da operação da rede de transmissão de energia elétrica (kW)
 T - Conjunto de horas da simulação
 t - Instante de tempo (h)
 V - Tensão na barra (kV)
 V_{max} - Tensão máxima na barra (kV)

V_{min} - Tensão mínima na barra (kV)
 X - Reatância do ramo (k Ω)
 Z - Impedância do ramo (k Ω)
 α - Preço da potência ativa fornecida pela subestação (R\$/kW)
 β - Preço de revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica (R\$/kW)
 $\Delta P_{GD_{cres}}$ - Máximo crescimento de geração de potência ativa das unidades de GD (kW/h)
 Δt - Período de tempo entre dois instantes consecutivos (h)
 ψ_E - Preço de remuneração da energia gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)
 ψ_Q - Preço de remuneração da potência reativa gerada pelas unidades de GD (R\$/kvar)
 ψ_R - Preço de remuneração da reserva gerada pelas unidades de GD (R\$/kW)

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil, por estar concentrada nas grandes usinas hidrelétricas e termelétricas do país, é, prioritariamente, definida como uma Geração Centralizada (GC). Esse tipo de geração depende de altos investimentos nas usinas e nas extensas linhas de transmissão de energia elétrica para suprir a demanda energética dos consumidores, pois os centros de consumo encontram-se afastados das unidades geradoras. Aliado a isso, o avanço tecnológico, o aumento da demanda energética e a preocupação com o meio ambiente vêm proporcionando maior inserção da Geração Distribuída (GD) nas matrizes energéticas dos países. Diferentemente da GC, a GD é definida, de forma geral, como pequenos ou médios geradores instalados próximos dos consumidores e conectados nas Redes de Distribuição de Energia elétrica (RDEEs) das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (CDEEs) (Chaves, 2009). Assim, um maior incremento da GD nos sistemas elétricos tende a diminuir as perdas de potência nestas redes. Ademais, o uso da GD pode fomentar o aumento de eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (Griffin *et al.*, 2000); a utilização de insumos regionais para produção de energia elétrica, redução da emissão de gases poluentes, contribuição para modicidade tarifária, e a universalização do sistema elétrico (Chaves, 2009).

Atualmente, os sistemas elétricos, devido a sua complexidade, exigem um maior nível de confiabilidade e segurança. Ou seja, só o fornecimento de energia elétrica para satisfazer as demandas das cargas e as perdas de potência destes sistemas não garante mais a estabilidade e segurança destes. Assim, os Serviços Ancilares (SAs) são cruciais para manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica e para operação do sistema elétrico com qualidade e confiabilidade (Banshwar *et al.*, 2017b). Tradicionalmente, esses serviços são adquiridos das unidades de GC pelos operadores independentes dos sistemas elétricos como subprodutos da produção de energia elétrica (Pollitt e Anaya, 2021). Mas, a crescente inserção da GD nas matrizes energéticas dos países vem fomentando a utilização desse tipo de geração para prover os SAs (Banshwar *et al.*, 2017a).

Desse modo, o despacho conjunto e co-otimizado de energia elétrica e SAs, utilizando unidades de GD em RDEEs e a remuneração destes geradores com base em um mercado

competitivo têm sido estudadas e desenvolvidas em países com sistemas elétricos, regulação e legislação do setor mais avançados, como abordado em Chen *et. al* (2017) e Ding *et al.* (2016). Por sua vez, no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), os SAs são fornecidos somente através das redes de transmissão de energia elétrica e as unidades de GC são remuneradas através dos encargos de SAs, que integram os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) (CCEE, 2021). Os ESS são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e remuneram os agentes pelos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e estabilidade no atendimento da demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), que não estão inclusos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (ONS, 2019; CCEE, 2021). Desta maneira, seguindo tendências de mercados mais consolidados quanto aos SAs, este trabalho visa contribuir para o desenvolvimento deste mercado no SEB, através da análise, por meio de simulações computacionais no *software A Mathematical Programming Language* (AMPL), da GD em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) para prover os SAs de reserva de potência ativa para controle de frequência e suporte de potência reativa para controle da tensão e da remuneração destes geradores por meio de um mercado competitivo. Além de suprir os SAs citados acima, as unidades de GD contribuem com a subestação no fornecimento de potência ativa para atendimento das demandas das cargas e perdas da RDEE, a fim de minimizar os custos totais pagos pela CDEE na operação desta rede. Neste trabalho, a potência ativa fornecida pelas unidades de GD para atender a demanda das cargas e as perdas da RDEE é denominada somente de energia. Já a potência ativa para controle de frequência é denominada somente de reserva. Este trabalho está segmentado da seguinte maneira: no Capítulo 2, uma revisão bibliográfica sobre os SAs e a relação destes com a GD são apresentadas; no Capítulo 3, a metodologia do trabalho, as considerações do problema, e a sua formulação matemática são descritas. Por sua vez, no Capítulo 4, os resultados e discussões são exibidos. Por fim, no Capítulo 5, são abordadas considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2. SERVIÇOS ANCILARES

Os SAs são definidos de diferentes formas na literatura de acordo com o sistema elétrico e o arcabouço regulatório do mercado em que são implementados (Raineri *et al.*, 2006). Segundo Esan *et al.* (2020), SAs são definidos como os serviços de confiabilidade necessários que equilibram a oferta e a demanda de energia elétrica. Também, podem ser definidos como serviços cruciais para manter a operação confiável do sistema elétrico, além da energia elétrica propriamente em si. Exemplos desses serviços que se enquadram nesta última classificação são os serviços de suporte de tensão, capacidade de autorrestabelecimento, regulação e reservas de potência com níveis variáveis de tempo (Rueda-Medina, 2012). De modo similar, Pollitt e Anaya (2021) definem os SAs como produtos de eletricidade que englobam equilíbrio de energia elétrica, regulação de frequência, suporte de tensão, gerenciamento de restrições e reservas de energia. Outrossim, em Raineri *et al.* (2006), os SAs são definidos como serviços prestados pelos equipamentos de geração, transmissão e

controle necessários para apoiar a transmissão de energia elétrica do gerador ao consumidor final. Apesar dessa variação de definições e de cada sistema elétrico ter suas especificidades quanto aos SAs, pode se agrupar esses serviços, de maneira mais geral, e seguindo o que é mais comum na literatura, em controle de frequência, controle de tensão e serviços de emergência. Estes serviços são considerados os principais SAs em quase todos os mercados de eletricidade (Banshwar *et al.*, 2017b).

Quanto à utilização da GD para fornecimento de SAs, observa-se na literatura a crescente relevância do tema e a sua correlação com os seguintes assuntos: resposta à demanda, RDEEs, fontes renováveis de energia e microrredes, como visto em Ding *et al.* (2016), Chen *et. al* (2017), e Wang *et al.* (2017),

Em relação aos SAs de reserva de potência ativa e suporte de potência reativa para controle de frequência e da tensão do sistema elétrico, respectivamente, em Rebours *et al.* (2007), as características técnicas e econômicas essenciais para projetar um mercado destes SAs foram descritas, debatidas e comparadas entre diversos países. Em Zhong e Bhattacharya (2002), foi proposto uma estrutura de licitação de preços, fundamentada nas ofertas dos geradores e compensadores síncronos, para a operação de um mercado competitivo do SA de energia reativa, na qual o operador da RDEE é o único comprador e definidor do preço da energia reativa através do leilão de preço uniforme. Em Rueda-Medina *et al.* (2014), foi analisado a utilização da GD para prestar o SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, além de atender as demandas e perdas da RDEE, a fim de minimizar os custos de operação desta rede para o seu operador. Já em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), foi proposto um procedimento de liquidação para um mercado de energia reativa a partir da GD em RDEEs, com intuito de minimizar os custos pagos pelo operador desta rede às unidades de GD pelo fornecimento de energia reativa, as perdas nas linhas de distribuição de energia elétrica e um índice de perfil de tensão. Ademais, em J. Espindula e C. Rueda-Medina (2021), foi proposto um novo modelo de remuneração do mercado de energia elétrica brasileiro, baseado nos custos por perdas e custos por perdas de oportunidade no fornecimento de potência reativa à rede de transmissão de energia elétrica, a fim de minimizar os custos de operação desta rede e fomentar um mercado mais eficiente e competitivo na prestação do SA de compensação síncrona.

3. METODOLOGIA

A modelagem do problema está composta pela função objetivo de minimização dos custos totais de operação da RDEE, restrições de igualdade e de desigualdade do sistema baseadas, principalmente, em Rueda-Medina *et al.* (2013, 2014) e Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013). As simulações do problema foram realizadas no *software* AMPL, através do pacote de otimização ou *solver* comercial *Interior Point Optimizer* (IPOPT). Esse *solver* resolve problemas de programação não linear pelo método de Pontos Interiores. Esse método, que faz parte dos métodos de programação não linear, ou seja, quando a função objetivo e/ou restrições possuem pelo menos uma equação não linear, foi utilizado devido sua velocidade computacional na resolução deste tipo de problema (AMPL, 2021).

3.1 Considerações do Problema

A RDEE foi considerada como equilibrada, sendo representada por um equivalente monofásico. A otimização desta rede foi realizada do ponto de vista da CDEE, ou seja, a função objetivo visa minimizar os custos de operação da RDEE para esta.

A potência reativa fornecida pela subestação, de acordo os limites de fator de potência desta, não é remunerada na formulação do problema.

A reserva adquirida pela CDEE junto às unidades de GD será revendida à rede de transmissão de energia elétrica para que seja utilizada no controle de frequência de todo o sistema elétrico integrado. No caso do SEB, o sistema integrado é o SIN e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o responsável pela gestão deste e dos demais SAs, e pela coordenação da operação da rede de transmissão de energia elétrica.

3.2 Formulação Matemática do Problema

3.2.1 Função Objetivo

A função objetivo a ser minimizada na resolução do problema é a dos custos totais pagos pela CDEE na operação da RDEE, constituídos pelos custos com o fornecimento de potência ativa da subestação, de energia, reserva e suporte de potência reativa das unidades de GD. A equação dessa função é apresentada em (1).

$$\text{Min Custo} = \sum_{t \in T} \alpha_t * P_{St} + \sum_{t \in T} \left(\left(\psi_{Et} * E_{GDg,t} \right) + \left(\psi_{Rt} * R_{GDg,t} \right) \right) - \sum_{t \in T} \beta_t * R_{GDg,t} + \sum_{t \in T} \psi_{Qt} * Q_{DGg,t} \quad (1)$$

3.2.2 Restrições de Balanço de Potência

Na resolução do problema, é necessário que o balanço de potência ativa e reativa em todas as barras da RDEE seja igual a zero. Ou seja, deve-se garantir, através do fluxo de potência na rede, que a potência que flui da barra j para as barras a montante i , somada à potência injetada na barra i pela subestação e pelas unidades de GD, subtraindo a potência que flui de i para as barras a jusante j e as perdas de potência nas linhas i, j , seja igual a potência demanda na barra i em cada instante de tempo t . As equações (2) e (3), baseadas em Renato (1990), representam essas restrições.

$$\sum_{i,j \in B} P_{j,i,t} - \sum_{i,j \in B} \left(P_{i,j,t} + (R_{i,j} * I_{i,j,t}^2) \right) + P_{St} + \sum_{t \in T} n_{GDg,t} * P_{GDg,t} = P_{Di} * f d_t \quad (2)$$

$$\sum_{i,j \in B} Q_{j,i,t} - \sum_{i,j \in B} \left(Q_{i,j,t} + (X_{i,j} * I_{i,j,t}^2) \right) + Q_{St} + \sum_{t \in T} n_{GDg} * Q_{GDg,t} = Q_{Di} * f d_t \quad (3)$$

3.2.3 Restrições de Magnitude de Tensão e Corrente

As equações (4) e (5) determinam a magnitude de tensão e corrente em cada barra e ramo no tempo t , respectivamente.

$$V_{i,t}^2 - 2 * \left((R_{i,j} * P_{i,j,t}) + (X_{i,j} * Q_{i,j,t}) \right) - (Z_{i,j} * I_{i,j,t}^2) - V_{j,t}^2 = 0 \quad (4)$$

$$I_{i,j,t}^2 * V_{j,t}^2 = P_{i,j,t}^2 + Q_{i,j,t}^2 \quad (5)$$

3.2.4 Restrições de Limite de Magnitude de Tensão e Corrente

A tensão nas barras e a corrente nos ramos devem respeitar os limites de magnitude definidos em (6) e (7), respectivamente, para que a RDEE funcione adequadamente.

$$V_{min}^2 \leq V_{i,t}^2 \leq V_{max}^2 \quad (6)$$

$$0 \leq I_{i,j,t}^2 \leq I_{max,i,j}^2 \quad (7)$$

O V_{min} e V_{max} foram delimitados por 0,93 e 1,05 da tensão nominal, respectivamente, de acordo o modulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo que esta foi estabelecida em 13,8 kV neste trabalho.

3.2.5 Restrições de Fornecimento da Subestação

A restrição (8) garante que o fornecimento de potência ativa pela subestação seja positivo.

$$P_{S_{i,t}} \geq 0 \quad (8)$$

Já a restrição (9) assegura que o fornecimento de potência reativa da subestação respeite os limites do fator de potência indutivo e capacitivo. Neste trabalho, esses limites foram definidos em 0,90.

$$-P_{S_{i,t}} * \tan(\cos^{-1}(fp_{ind})) \leq Q_{S_{i,t}} \leq P_{S_{i,t}} * \tan(\cos^{-1}(fp_{cap})) \quad (9)$$

3.2.6 Restrições de Geração dos Geradores Distribuídos

A partir das curvas de capacidade de geração de um Gerador Síncrono (GS) e de um Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), apresentadas nas Figs. 1 e 2, respectivamente, nota-se que a geração de potência ativa e reativa destes geradores é restringida pelos limites de corrente do estator e de corrente do rotor. Além desses limites, a geração do GS é delimitada também pelo limite de subexcitação do gerador. Deste modo, o aumento da absorção ou do fornecimento de potência reativa por estes geradores promoverá, consequentemente, a diminuição da geração de potência ativa.

Para facilitar a modelagem e a implementação computacional das curvas de capacidade destes tipos de geradores, os limites apresentados nas Figs. 1 e 2 são linearizados pela aproximação das curvas em composições de retas lineares. Essas retas são delimitadas por seis pontos. Assim, obtêm-se as restrições lineares de capacidade de geração dos geradores, (10) a (14), baseadas nas equações desenvolvidas em Rueda-Medina *et al.* (2013). Além disso, a geração de potência ativa das unidades de GD deve ser maior que zero e respeitar o limite máximo de geração, como exibido em (15).

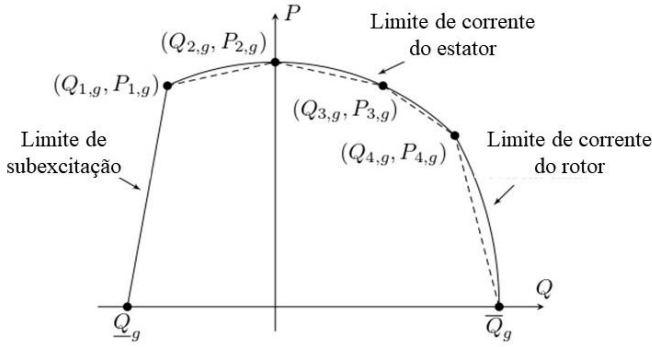


Fig. 1 Curva de capacidade linearizada de um GS (Rueda-Medina *et al.*, 2013).

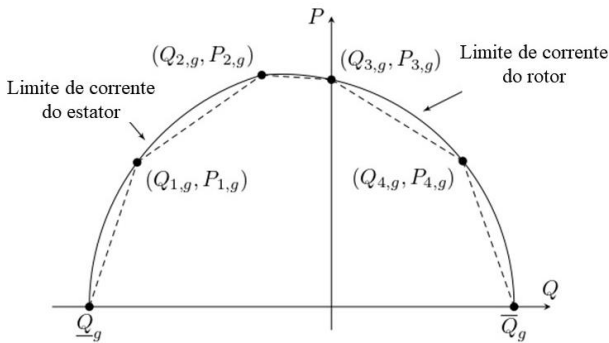


Fig. 2 Curva de capacidade linearizada de um GIDA (Rueda-Medina *et al.*, 2013).

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{1,g}}{Q_{1,g} - \underline{Q}} * (Q_{g,t} - \underline{Q}) \quad (10)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{2,g} - P_{1,g}}{Q_{2,g} - Q_{1,g}} * (Q_{g,t} - Q_{1,g}) + P_{1,g} \quad (11)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{3,g} - P_{2,g}}{Q_{3,g} - Q_{2,g}} * (Q_{g,t} - Q_{2,g}) + P_{2,g} \quad (12)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g} - P_{3,g}}{Q_{4,g} - Q_{3,g}} * (Q_{g,t} - Q_{3,g}) + P_{3,g} \quad (13)$$

$$P_{g,t} \leq \frac{P_{4,g}}{Q_{4,g} - \bar{Q}} * (Q_{g,t} - \bar{Q}) \quad (14)$$

$$0 \leq P_{g,t} \leq P_{GDmax} \quad (15)$$

Por fim, o fornecimento de potência reativa das unidades de GD deve respeitar os limites do fator de potência indutivo e capacitivo, como mostrado em (16). Neste trabalho, esses limites foram definidos em 0,85.

$$\begin{aligned} -P_{GDg,t} * \tan(\cos^{-1}(fp_{GDind})) &\leq Q_{GDg,t} \\ &\leq P_{GDg,t} * \tan(\cos^{-1}(fp_{GDcap})) \end{aligned} \quad (16)$$

3.2.7 Restrições de Reserva e Energia

Para prestar o SA de reserva de potência ativa para controle de frequência, as unidades de GD, conectadas na RDEE, devem atender a quantidade de reserva requerida pelo coordenador da rede de transmissão em cada instante de tempo t , como

mostrado em (17). Essa quantidade foi definida em 100 kW neste trabalho.

$$\sum_{g \in G} n_{GDg,t} * R_{GDg,t} = R_{reqt} \quad (17)$$

Ademais, a reserva de potência ativa das unidades de GD, no instante de tempo t , deve estar disponível para ser entregue à rede de transmissão de energia elétrica dentro de um tempo de resposta especificado pelo seu coordenador, definido em dez minutos neste trabalho, baseado em (Banshwar *et al.*, 2017b). Como cada gerador tem um limite máximo de crescimento de geração de potência ativa, o tempo de resposta é multiplicado por esse limite. Além disso, a reserva fornecida por cada gerador não pode ser maior que a sua máxima reserva de potência ativa que pode ser gerada, definida em 30 kW neste trabalho. A equação (18) demonstra essa restrição.

$$0 \leq R_{GDg,t} \leq \min(n * \Delta P_{GDcres}, R_{GDmaxg,t}) \quad (18)$$

Por sua vez, a geração de energia deve ser maior que zero, conforme exibido em (19).

$$0 \leq E_{GDg,t} \quad (19)$$

Já a energia mais a reserva deve respeitar os limites apresentados em (20).

$$0 \leq E_{GDg,t} + R_{GDg,t} < P_{GDmax} \quad (20)$$

sendo que,

$$E_{GDg,t} + R_{GDg,t} = P_{GDg,t} \quad (21)$$

Ou seja, a potência ativa total gerada pelas unidades de GD é a soma da energia mais a reserva.

3.2.8 Restrições de Mercado

A elaboração da estratégia de remuneração foi baseada em licitações dos geradores, ou seja, as unidades de GD ofertaram seus preços pelo fornecimento de energia, reserva e suporte de potência reativa, estabelecendo assim um mercado competitivo com diferentes ofertas variantes no tempo. A oferta de maior valor aceita pela CDEE, que é a única compradora, foi a utilizada para remunerar todos os geradores, conforme (22) a (24). Essa estratégia almeja estimular a participação das unidades de GD na prestação dos SAs citados acima, cruciais para a segurança e confiabilidade do sistema elétrico, remunerá-las de modo eficiente, além de reduzir os custos pagos pela CDEE na operação da RDEE, devido à competição entre os geradores no fornecimento de potência ativa e reativa à esta rede.

$$\psi_{Et} = \max(n_{GDg,t} * Ofer_{Eg,t}) \quad (22)$$

$$\psi_{Rt} = \max(n_{GDg,t} * Ofer_{Rg,t}) \quad (23)$$

$$\psi_{Qt} = \max(n_{GDg,t} * Ofer_{Qg,t}) \quad (24)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O SDEE empregado nas simulações foi o sistema teste de distribuição radial de 37 nós, modificado, do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE, 1992). Os parâmetro deste sistema são descritos na Tabela 1, baseada em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013).

Tabela 1. Parâmetros do sistema IEEE 37 nós.

Linha	B_i	B_j	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	$P_{D_i}(\text{kW})$	$Q_{D_i}(\text{kvar})$
-	0	1	-	-	0,00	0,00
1	1	2	1,19392	1,22615	210,00	105,00
2	2	3	0,86346	0,89846	0,00	0,00
3	3	4	1,80447	0,58011	0,00	0,00
4	3	6	0,83753	0,47759	28,33	13,33
5	3	5	1,18726	1,23539	0,00	0,00
6	5	9	1,08265	0,34806	144,00	74,00
7	5	10	1,39586	0,79598	28,33	13,33
8	11	14	0,36084	0,11600	12,67	6,00
9	11	15	1,86114	1,06130	128,33	63,33
10	4	7	1,44364	0,46411	81,00	44,67
11	4	8	1,08265	0,34806	78,33	43,33
12	22	26	1,26307	0,40606	114,00	70,00
13	23	28	3,42853	1,10223	14,00	7,00
14	23	27	0,54140	0,17405	53,67	26,67
15	19	25	0,74449	0,42454	28,33	13,33
16	19	24	1,44364	0,46411	14,00	7,00
17	13	18	1,39586	0,79598	38,33	23,33
18	13	19	0,74449	0,42454	0,00	0,00
19	30	33	0,90224	0,29006	170,33	84,00
20	30	32	5,77425	1,85634	14,00	7,00
21	35	37	0,93057	0,53065	214,00	170,00
22	35	36	0,90224	0,29006	78,33	43,33
23	6	11	1,20977	0,68986	0,00	0,00
24	14	21	2,34587	0,75417	95,33	53,33
25	15	23	4,15034	1,33428	0,00	0,00
26	15	22	1,39586	0,79598	0,00	0,00
27	9	12	0,65137	0,37144	14,00	7,00
28	10	13	0,46529	0,26533	0,00	0,00
29	25	29	1,30282	0,74292	84,00	47,00
30	29	31	1,48890	0,84903	46,67	23,33
31	29	30	2,34587	0,75417	0,00	0,00
32	31	34	0,93057	0,53065	0,00	0,00
33	34	35	0,93057	0,53065	0,00	0,00
34	12	17	0,90224	0,29006	42,00	21,00
35	12	16	1,26307	0,40606	14,00	7,00
36	13	20	1,39586	0,79598	78,33	43,33

Foram alocadas cinco unidades de GD nas barras próximas dos centros de carga (B_j : 14, 9, 24, 18 e 34). As três primeiras unidades foram de GS e as duas últimas de GIDA. Todas as unidades têm uma geração máxima de potência ativa de 250 kW. Já o fornecimento de potência reativa varia entre -147 kvar e 222,625 kvar para as unidades de GS e entre -250 kvar e 188,75 kvar para as unidades de GIDA. As ofertas das unidades de GD e os preços da potência ativa fornecida pela subestação foram baseados em Rueda-Medina e Padilha-Feltrin (2013), Rueda-Medina *et al.* (2014). A partir desses valores, os preços de remuneração da energia, reserva e suporte de potência reativa fornecida pelas unidades de GD variaram de 14,30 R\$/kW a 14,90 R\$/kW; de 6,44 R\$/kW a 6,98 R\$/kW; e de 5,44 R\$/kW a 5,98 R\$/kW, respectivamente,

ao longo das 24 horas simuladas. Já os preços de remuneração da potência ativa fornecida pela subestação e os preços de revenda da reserva oscilaram de 15,08 R\$/kW a 16,89 R\$/kW; e de 8,73 R\$/kW a 8,88 R\$/kW, respectivamente, ao longo do intervalo de simulação. Dadas as restrições e a função objetivo a ser minimizada, foi simulado, primeiramente, o SDEE sem incluir as unidades de GD (Caso 1). Posteriormente, foi simulado o sistema com as unidades de GD fornecendo potência ativa e reativa juntamente com a subestação (Caso 2). Após serem realizadas as simulações, obtiveram-se os resultados apresentados nas Figs. 3 e 4 para os Casos 1 e 2, respectivamente.

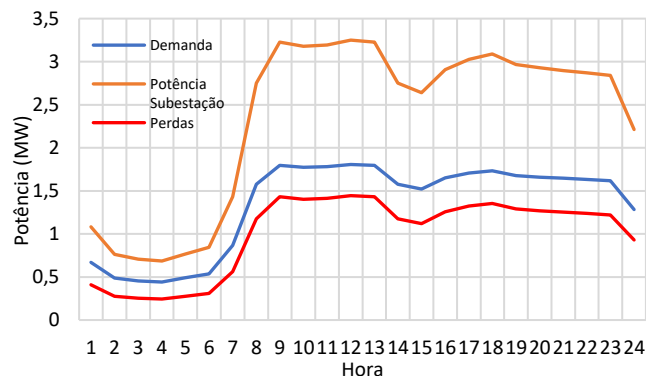


Fig. 3 Demanda, potência e perdas de potência ativa do sistema no Caso 1.

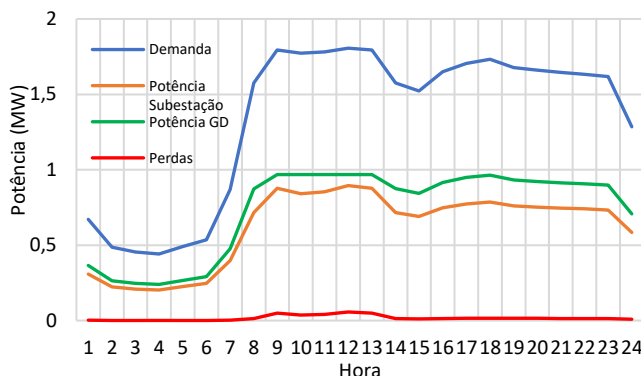


Fig. 4 Demanda, potência e perdas de potência ativa do sistema no Caso 2.

Nota-se que, somente com a subestação suprindo as necessidades energéticas do SDEE (Fig. 3), a quantidade de potência ativa requisitada para atender a demanda ultrapassa em 74,73% as necessidades das cargas na soma do intervalo de simulação, pois as perdas de potência ativa nos ramos do sistema são elevadas. Por sua vez, com a integração das unidades de GD (Fig. 4), essas perdas ficaram próximo de zero, tendo uma redução de 98,31% em relação ao Caso 1. Conseqüentemente, a potência ativa total fornecida ao sistema também diminuiu, tendo uma queda de 42,05%. Ademais, a potência ativa fornecida pela subestação, que é mais cara do que a potência gerada pelas unidades de GD, reduziu em

73,50%. Outrossim, as Fig 5 e 6 exibem o fornecimento de potência reativa nos Casos 1 e 2, respectivamente.

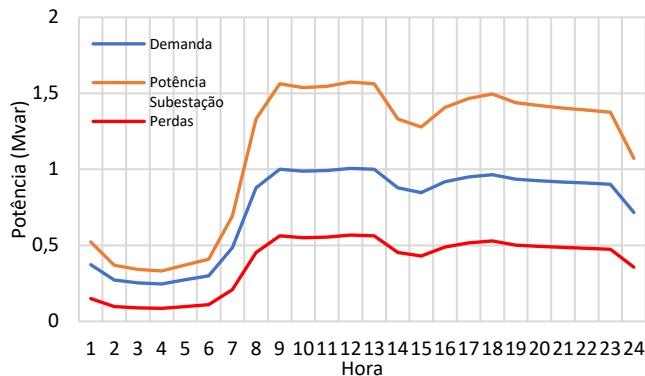


Fig. 5 Demanda, potência e perdas de potência reativa do sistema no Caso 1.

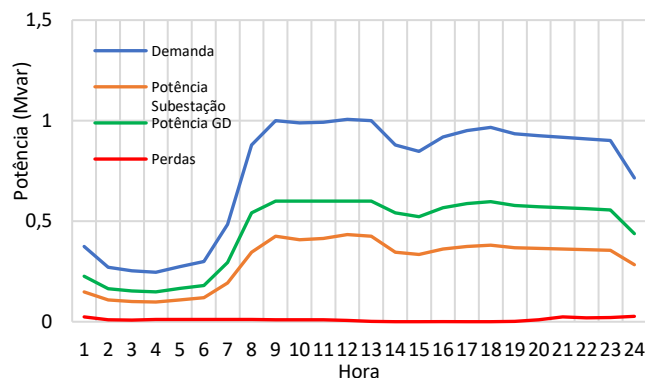


Fig. 6 Demanda, potência e perdas de potência reativa do sistema no Caso 2.

De modo similar à potência ativa, o fornecimento de potência reativa excedeu em 51,86% a demanda reativa das cargas no Caso 1 (Fig. 5). Apesar da potência reativa entregue pela subestação não ser remunerada na modelagem do problema, seu fornecimento acima da demanda das cargas pode causar prejuízos às CDEEs em situações reais de operação. Esses prejuízos podem estar relacionados aos investimentos adicionais em expansão do SDEE, em transformadores e dispositivos de proteção devido à potência excessiva injetada no sistema, à ocupação deste, que poderia ser utilizada para fornecer mais potência ativa, e ao aumento das perdas de potência (Pinto, 2014). Após o incremento das unidades de GD, a potência reativa fornecida pela subestação diminuiu em 73,50%. Ademais, as perdas de potência reativa ficaram próximo de zero durante todo o intervalo de análise (Fig. 6). Na soma deste intervalo, essas perdas decaíram em 97,37%. Já a potência reativa total fornecida ao sistema teve uma queda de 33,25% em relação ao Caso 1.

Dados os preços de remuneração, as potências fornecidas pela subestação e pelas unidades de GD, e a função objetivo em (1), os custos totais de operação do SDEE para os dois Casos simulados são apresentados na Fig. 7.

Da Fig 7, nota-se que, com as unidades de GD, os custos totais de operação pagos pela CDEE foram menores em relação ao sistema sem unidades de GD durante as 24 horas simuladas.

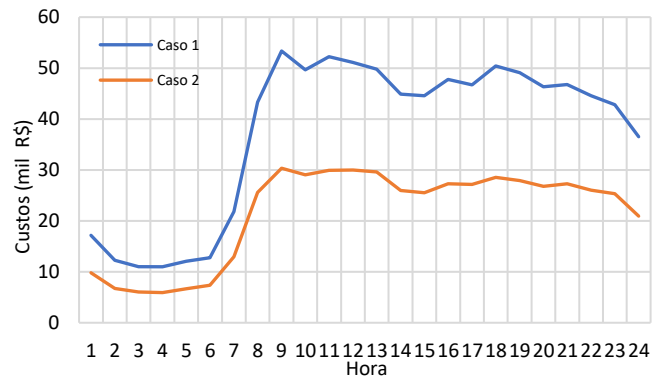


Fig. 7 Custos totais de operação do sistema nos dois Casos simulados.

A composição destes custos na soma do período de análise é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2. Composição dos custos totais de operação do sistema nos dois Casos simulados.

Custos (R\$)	Caso 1		Caso 2	
	P_S	897.996,77	237.847,55	
E_{GD}	-	223.221,08		
R_{GD}	-	16.152,00		
FR_{GD}	-	-21.117,00		
P_T	897.996,77	456.103,63		
Q_{GD}	-	62.645,72		
Total	887.213,25	518.749,35		

Da Tabela 2, observa-se que os custos totais com potência ativa, compostos pela soma dos custos com potência ativa fornecida pela subestação e pelas unidades de GD ao sistema, decresceram em 49,21%. Na revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica no Caso 2, a CDEE obteve um lucro e, conseqüentemente, uma dedução nos custos de 4.965,00 R\$, dada pelo montante obtido com a revenda (FR_{GD}) menos o montante pago em sua aquisição (R_{GD}). Ademais, os custos totais de operação do SDEE para a CDEE diminuíram em 41,53%, devido, principalmente, à redução das perdas de potência.

5. CONCLUSÕES

A partir das simulações realizadas, houve reduções da potência ativa e reativa total fornecida ao SDEE, após a inserção das unidades de GD. Ademais, as perdas de potência ativa e reativa nos ramos deste sistema decresceram significativamente. Além disso, a revenda da reserva para a rede de transmissão de energia elétrica contribuiu para o decréscimo dos custos totais de operação do SDEE. Desse modo, a inserção e a modelagem de remuneração das unidades de GD, adotada neste trabalho, diminuíram os custos totais de operação para a CDEE em 41,53%. Além de minimizar esses custos, essa modelagem visa fomentar a concorrência e melhorar a precificação dos SAs.

As reduções das perdas de potência e dos custos totais de operação do SDEE obtidas neste trabalho indicam o potencial de contribuição da GD, ao SEB, no fornecimento dos SAs

analisados, e no auxílio do atendimento das demandas e perdas do SDEE.

Devido à notoriedade deste tema, este trabalho pode ser incrementado com a estratégia de remuneração do suporte de potência reativa das unidades de GD por custos por perdas e custos por perdas de oportunidade. Também, podem ser adicionadas mais unidades de GD no SDEE simulado. Ademais, outros sistemas de teste de maior porte podem ser empregados nas simulações para aferir os custos totais de operação destes sistemas, as perdas de potência, entre outros.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil (CNPq).

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 12. [S.l.], 2021.
- A Mathematical Programming Language (AMPL). Products: solvers: open-source: ipopt, 2021 Disponível em: <<https://ampl.com/products/solvers/open-source/>>. Acesso em 11 dez. 2021.
- Banshwar, A. et al. (2017a) “Market based procurement of energy and ancillary services from Renewable Energy Sources in deregulated environment”, *Renewable Energy*, 101, p. 1390–1400. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.017>.
- Banshwar, A. et al. (2017b) “Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets”, *Energy Strategy Reviews*, 18, p. 106–120. doi: [10.1016/j.esr.2017.09.009](https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009).
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Regras de Comercialização: Módulo 9: Encargos. Versão 2021.1.0. [S.l.], 2021.
- Chaves, Francisco David Moya. Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos. 146 p. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, 2009.
- Chen, Y., Hu, M. e Zhou, Z. (2017) “A data-driven analytical approach to enable optimal emerging technologies integration in the co-optimized electricity and ancillary service markets”, *Energy*, 122, p. 613–626. doi: [10.1016/j.energy.2017.01.102](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.102).
- Ding, T. et al. (2016) “Robust Co-Optimization to Energy and Ancillary Service Joint Dispatch Considering Wind Power Uncertainties in Real-Time Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4), p. 1547–1557. doi: [10.1109/TSSTE.2016.2561967](https://doi.org/10.1109/TSSTE.2016.2561967).
- Esan, A. B., Oghorada, O. e Agbetuyi, A. F. (2020) “Conceptual model framework for demand response ancillary services deployed by inter-connected microgrids in West Africa – A Nigerian case study”, *Renewable Energy Focus*, 34(September), p. 47–56. doi: [10.1016/j.ref.2020.06.002](https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.06.002).
- Griffin, T. et al. (2000) “Placement of dispersed generations systems for reduced losses”, *Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2000-Janua(c), p. 1–9.
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). IEEE PES Test Feeder: 37-bus Feeder, 1992. Disponível em: <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em 11 dez.2021.
- J. Espindula, C. e C. Rueda-Medina, A. (2021) “Minimização de Custos Operativos e de Encargos de Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro”. doi: [10.48011/sbse.v1i1.2406](https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2406).
- ONS. Procedimentos de Rede: Módulo 14: Administração dos Serviços Ancilares. Revisão 2019.08. [S.l.], 2019.
- Pollitt, M. G. e Anaya, K. L. (2021) “Competition in markets for ancillary services? The implications of rising distributed generation”, *Energy Journal*, 42. doi: [10.5547/01956574.42.S12.TEKH](https://doi.org/10.5547/01956574.42.S12.TEKH).
- Pinto, M. O. Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados. 1.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. p. 12-14. ISBN 978-85-216-2415-8.
- Raineri, R. A., R1, S. e Schiele, D. (2006) “Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry : an international comparison \$”, 34(1010750), p. 1540–1555. doi: [10.1016/j.enpol.2004.11.015](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.015).
- Rebours, Y. G. et al. (2007) “A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), p. 350–357. doi: [10.1109/TPWRS.2006.888963](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.888963).
- Renato, C. G. (1990) “New-method for the analysis of distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5(1), p. 391–396. doi: [10.1109/61.107303](https://doi.org/10.1109/61.107303).
- Rueda-Medina, A. C. et al. (2013) “A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems”, *Electric Power Systems Research*, 97, p. 133–143. doi: [10.1016/j.epsr.2012.12.009](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.009).
- Rueda-Medina, A. C. e Padilha-Feltrin, A. (2013) “Distributed generators as providers of reactive power support - A market approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), p. 490–502. doi: [10.1109/TPWRS.2012.2202926](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2202926).
- Rueda-Medina, A. C. et al. (2014) “Active power reserve for frequency control provided by distributed generators in distribution networks”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2014-Octob(October). doi: [10.1109/PESGM.2014.6939509](https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939509).
- Rueda-Medina, Augusto. Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos. 169 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2012.
- Wang, J. et al. (2017) “Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products”, *Applied Energy*, 205, p. 294–303. doi: [10.1016/j.apenergy.2017.07.047](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.047).
- Zhong, J. e Bhattacharya, K. (2002) “Toward a competitive market for reactive power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), p. 1206–1215. doi: [10.1109/TPWRS.2002.805025](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805025).