



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

MODELO DE OTIMIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE CONSUMIDORES ELETROINTENSIVOS COM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

**RENATA PEDRINI(1); ERLON CRISTIAN FINARDI(2); TIAGO GUIMARÃES LEITE FERREIRA(3);
UFSC(1);UFSC(2);UFSC(3);**

RESUMO

No mercado de energia brasileiro o consumidor livre possui diversas opções para atendimento da sua demanda, como a construção de uma autoprodução. Para definir a fonte da autoprodução, destaca-se que, com os crescentes incentivos às fontes renováveis, essas se tornaram atrativas aos consumidores, sendo a fonte eólica a mais competitiva no mercado atual. Assim, o presente trabalho busca estimar se o investimento em uma autoprodução eólica se traduz em benefícios financeiros para o consumidor. Para tanto, é criado um modelo estocástico dois-estágios para otimização do custo do portfólio de contratação de um consumidor livre considerando um horizonte de longo prazo.

PALAVRAS-CHAVE

Autoprodução eólica. Energia renovável. Consumidor livre. Otimização estocástica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O mercado livre de energia elétrica é o ambiente em que as negociações de compra e venda de energia são realizadas por meio de contratos bilaterais. Os agentes participantes desse sistema são consumidores livres ou especiais, produtores independentes, autoprodutores, importadores e exportadores, geradores e comercializadoras de energia. Por meio desse ambiente, os agentes consumidores podem atender a sua demanda firmando contratos bilaterais, comprando energia no mercado de curto-prazo (MCP), ou ainda, os consumidores livres ou especiais podem optar por construir a sua própria usina tornando-se assim agentes autoprodutores. Os contratos de compra e venda de energia são instrumentos financeiros que servem como garantia ao consumidor de que esse não estará exposto às flutuações dos preços do MCP. A cada hora, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realiza a contabilização da energia contratada e consumida e a diferença no montante é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Assim, caso o consumo de um agente ultrapasse o montante de energia contratada, o excedente será valorado no MCP. Da mesma forma, se o consumo for inferior ao contratado, o consumidor estará vendendo energia no MCP (1). Ao comprar energia no MCP o consumidor deve arcar com uma penalidade por não estar 100% contratado. Essa penalidade é contabilizada mensalmente sobre a média dos últimos 12 meses da diferença entre contratos e demanda. O preço aplicado a esta penalidade é o máximo valor entre o PLD e o valor de referência (VR)¹. Por outro lado, o consumidor que opta pela autoprodução, usualmente realiza o investimento por meio de um contrato firmado em leilões de energia nova com uma empresa que realizará a construção da usina.

¹ O VR é preço teto para o repasse das concessionárias de distribuição dos custos de aquisição de energia elétrica para as tarifas dos consumidores finais. Este valor é definido pela média dos preços e montantes dos contratos fechados em leilões anteriores. Este valor é homologado anualmente pela ANEEL (2).

Em relação à fonte de autoprodução, destaca-se que, em 2017, 42% da eletricidade gerada por autoprodução provinha de usinas termelétricas a base de bagaço de cana e 22% de usinas hidrelétricas (3). No entanto, como pode ser visto na FIGURA 1, nos últimos anos, a fonte eólica tem apresentado significativa redução nos preços, ocupando hoje a posição de fonte mais competitiva do mercado, o que pode alavancar a utilização dessa fonte também para a autoprodução.

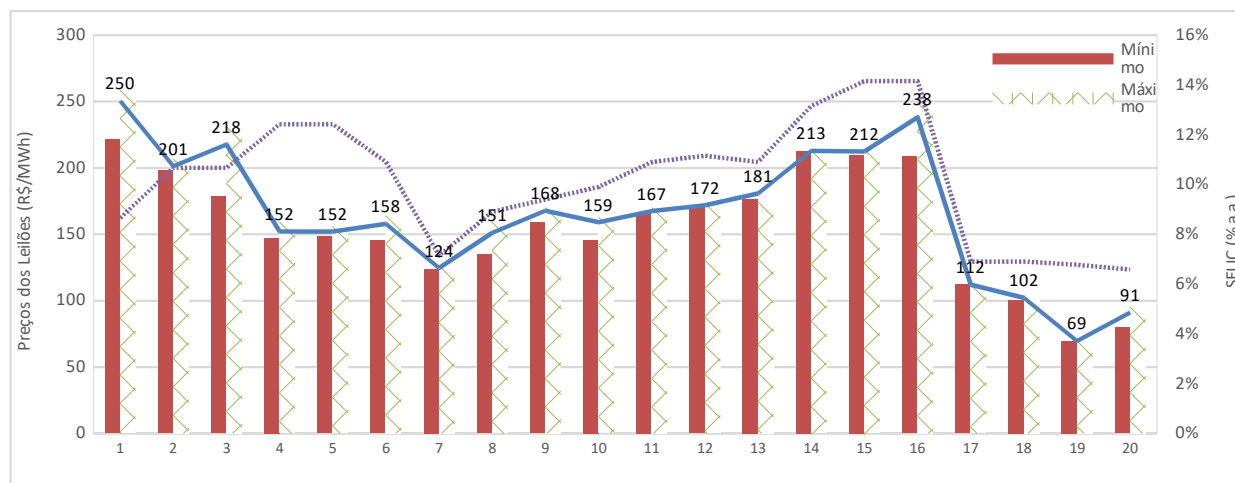


FIGURA 1 - Evolução dos preços dos leilões de energia eólica e da taxa SELIC (fonte: (4)).

Para avaliar esse tipo de investimento, deve-se considerar várias possibilidades de aquisição de energia de um consumidor livre e as incertezas as quais estará sujeito no horizonte de disponibilidade da planta eólica, tais como as flutuações de preço de contratos, do PLD e da geração eólica, por exemplo.

Considerando a literatura relacionada, existem vários trabalhos que envolvem a utilização de cogeração como autoprodução (5),(6) e outros que não especificam a fonte da autoprodução, como em (7). Por outro lado, pouco destaque é dado para a autoprodução por geração eólica, sendo que dentre os trabalhos existentes se destacam (8), (9), (10), sendo que os dois primeiros realizam uma análise relacionada à viabilidade da instalação eólica como autoprodução, enquanto que o último apresenta um estudo de caso de uma indústria de cimento que realiza um contrato de longo prazo com uma empresa terceira para que esta construa a planta eólica e seja responsável por sua manutenção e operação. Por ser um problema atual e ainda pouco explorado, tem-se espaço na literatura para a estimação das vantagens e desvantagens do investimento por parte de um consumidor em uma autoprodução eólica. Para isso, este trabalho propõe um modelo de otimização estocástica de dois estágios que serve como suporte a decisão para um consumidor livre que deseje incluir em seu portfólio uma autoprodução por energia eólica.

O artigo é organizado da seguinte forma: Inicialmente, será descrito o modelo proposto para lidar com o problema do consumidor livre, o qual contempla a gestão do seu portfólio e a avaliação dos benefícios financeiros do investimento em uma autoprodução eólica. Esse modelo será primeiramente exposto em sua forma determinística, de forma a facilitar sua compreensão. Depois, será exposto o processo de criação de cenários para abordar as incertezas do problema. A seguir, é descrito o modelo estocástico já decomposto pelo método de decomposição de Benders de forma a facilitar a sua resolução. Ainda, são mostrados os resultados da aplicação desse modelo para dois submercados, Nordeste e Sul, que são os que possuem maior penetração e potencial de geração eólica no Brasil. Por fim, são apresentadas as conclusões desse artigo.

2.0 - MODELO DETERMINÍSTICO

Para a modelagem do problema foi escolhida uma discretização mensal para o horizonte de longo prazo, de forma a balancear o nível de detalhe e esforço computacional. O modelo é exposto nas equações Erro: Origem da referência não encontrada-Erro: Origem da referência não encontrada.

$$\min F = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^I \left(\sum_{r=t}^{t+1} \left(\frac{\mathbf{P}_{itm}^{(\xi)} \cdot x_{itm}}{(1+\mathbf{J})^{r-12+m-1}} \right) \right) + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t+12+m-1}} \cdot \mathbf{S}_{tm}^{(\xi)} \cdot y_{tm} + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t+12+m-1}} \cdot \max(\mathbf{R}_{tm}^{(\xi)}, \mathbf{S}_{tm}^{(\xi)}) \cdot q_{tm} \right] \right\} + \sum_{t=1}^{\beta} \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\mathbf{C}_{tm}^{(\xi)} \cdot \sum_{r=t}^{t+\mathbf{D}} \left(\frac{\mathbf{W}_{tm}^{(\xi)}}{(1+\mathbf{J})^{r-12+m-1}} \right) \cdot u_{tm} \right] \right\} \quad (1)$$

$$\text{s.a.:} \quad \sum_{j=1}^I a_{itm} + y_{tm} + \mathbf{W}_{tm}^{(\xi)} \cdot z_{tm} = \mathbf{L}_{tm}^{(\xi)} \quad (2)$$

$$a_{itm} - a_{i,t,m-1} - x_{itm} + x_{i,t-i,m} = 0 \quad (3)$$

$$q_{tm} - \frac{\sum_{g=1}^m y_{tg} + \sum_{g=m+1}^{12} y_{t-1,g}}{12} \geq 0 \quad (4)$$

$$z_{tm} - z_{bm} + z_{b-1,m} \geq 0, \quad b \in [t - \mathbf{D} + 1, t - 1], \quad t = 2, \mathbf{T} + \mathbf{D} - 1 \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^{\mathbf{T}+\mathbf{D}-1} z_{tm} - \mathbf{D} \leq 0 \quad (6)$$

$$u_{tm} - z_{tm} + z_{t,m-1} \geq 0 \quad (7)$$

$$z_{tm} = 0, \quad t = 1, \zeta \quad (8)$$

$$u_{tm} = 0, \quad t = \beta, \mathbf{T} \quad (9)$$

$$y_{tm} + \mathbf{V}_{tm}^{\max} \leq 0 \quad (10)$$

$$x_{itm} - \mathbf{M}_{itm}^{\max} \leq 0 \quad (11)$$

$$x_{itm}, a_{itm}, q_{itm} \geq 0, \quad z_{tm}, u_{tm} \in \{0, 1\}. \quad (12)$$

Em que:

- t índice associado aos anos;
- \mathbf{T} número de estágios anuais do horizonte de planejamento;
- m índice associado aos meses do ano;
- i índice associado ao tipo de contrato de compra de energia;
- \mathbf{I} conjunto de índices associado com os tipos de contrato;
- \mathbf{D} duração (total de anos) necessária para o pagamento usina eólica;
- \mathbf{J} taxa de juros;
- r índice associado com a atualização para valor presente dos custos futuros;
- β estágio limite para a usina eólica entrar em funcionamento;
- ζ período necessário para construção da usina;
- $\mathbf{P}_{itm}^{(\xi)}$ preço do mercado para contrato do tipo i que inicia no ano t , mês m (R\$/MWh). Admite-se que esse preço é constante ao longo da duração do contrato. A letra ξ indica que esse parâmetro é considerado uma variável aleatória;
- $\mathbf{S}_{tm}^{(\xi)}$ preço da energia no mercado de curto prazo durante o ano t , mês m (R\$/MWh);
- $\mathbf{R}_{tm}^{(\xi)}$ valor de referência para apuração de penalidade por subcontratação no ano t , mês m (R\$/MWh);
- $\mathbf{C}_{tm}^{(\xi)}$ preço da energia eólica durante o ano t , mês m (R\$/MWh);
- $\mathbf{W}_{tm}^{(\xi)}$ geração eólica no ano t , mês m (MWh);
- $\mathbf{L}_{tm}^{(\xi)}$ demanda de energia do consumidor no ano t , mês m (MWh);
- x_{itm} volume do contrato do tipo i que se inicia no ano t , mês m (MWh). Por definição, um contrato do tipo i tem duração de i anos. Admite-se que esse volume é constante ao longo da duração do contrato;
- y_{tm} volume de energia comprado ou vendido no mercado de curto prazo durante o ano t , mês m (MWh);
- a_{itm} representa os volumes acumulados de contratos com duração i , no ano t , mês m (MWh);
- q_{tm} média móvel da diferença entre o volume contratado e consumido no ano t , mês m (MWh);

- u_{tm} variável auxiliar binária para indicar se no ano t , mês m os pagamentos da usina eólica são iniciados;
- z_{tm} variável de decisão binária que indica se a usina eólica está disponível para a operação no ano t , mês m ;
- V^{\max} volume máximo de energia que pode ser vendido no mercado de curto prazo no ano t , mês m (MWh);
- M_i^{\max} volume máximo que pode ser contratado do contrato do tipo i (MWh).

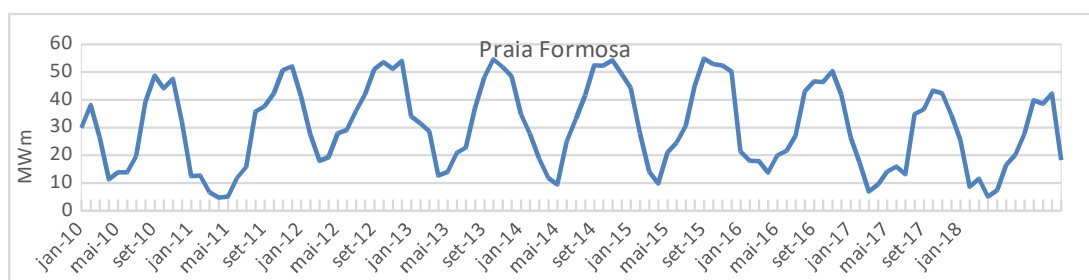
A função objetivo, Eq.Erro: Origem da referência não encontrada é composta por: (i) custo de aquisição de energia por contratos bilaterais, (ii) custo de compra de energia no MCP, (iii) custo que o consumidor deve arcar como penalidade por subcontratação de energia, (iv) custo de investimento na construção de uma planta eólica. Essa busca minimizar os custos de suprimento da demanda pelo consumidor livre. A Restrição Erro: Origem da referência não encontrada se refere ao balanço de energia, ou seja, o volume adquirido pelos contratos bilaterais mais os volumes comprados e menos os vendidos no MCP, mais a geração eólica disponível, devem ser iguais a demanda $L_m(\xi)$ do consumidor. A Restrição Erro: Origem da referência não encontrada calcula o volume acumulado em cada estágio de tempo referente a cada tipo de contrato bilateral, enquanto que a Restrição Erro: Origem da referência não encontrada contabiliza o montante de energia adquirido no MCP, o qual deve sofrer a penalidade de subcontratação. Por sua vez, a Restrição Erro: Origem da referência não encontrada estabelece que uma vez a usina eólica construída ela deve ficar disponível por pelo menos o período referente à sua vida-útil. Em contrapartida, a Restrição Erro: Origem da referência não encontrada limita a disponibilidade da usina em no máximo a sua vida-útil e ainda possibilita que a usina seja construída apenas uma vez durante todo o horizonte de planejamento. A Restrição Erro: Origem da referência não encontrada estabelece que uma vez tomada a decisão de quando a usina deve entrar em operação, essa deverá estar disponível no mesmo estágio. Considera-se que amortização do investimento tem início no mesmo período em que a usina entra em operação. As Restrições Erro: Origem da referência não encontrada e Erro: Origem da referência não encontrada permitem que a usina só possa estar disponível a partir do ano ζ e a decisão de construção só pode ser tomada até o ano β . Por fim, as Restrições Erro: Origem da referência não encontrada-Erro: Origem da referência não encontrada regulam os limites máximos e mínimos das variáveis contínuas, assim como a integralidade das variáveis binárias.

3.0 - MODELAGEM DE INCERTEZAS

Esta seção trata da criação de cenários relacionados aos parâmetros estocásticos do problema proposto, os quais são: geração eólica, preço de aquisição da planta eólica, PLD e preços dos contratos bilaterais.

3.1 Geração eólica e preços dessa energia

A geração eólica se concentra predominantemente nas regiões Sul e Nordeste. Assim, para a criação dos estudos de caso são consideradas plantas já existentes e instaladas nos respectivos submercados. A usina base do Nordeste é Praia Formosa, no estado do Ceará, cuja capacidade instalada é de 105 MW. Já a usina do submercado Sul é Elebras Cidreira I, instalada no estado do Rio Grande do Sul com capacidade de 70 MW. Os dados históricos dessas usinas são disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e são mostrados na FIGURA 2.



10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

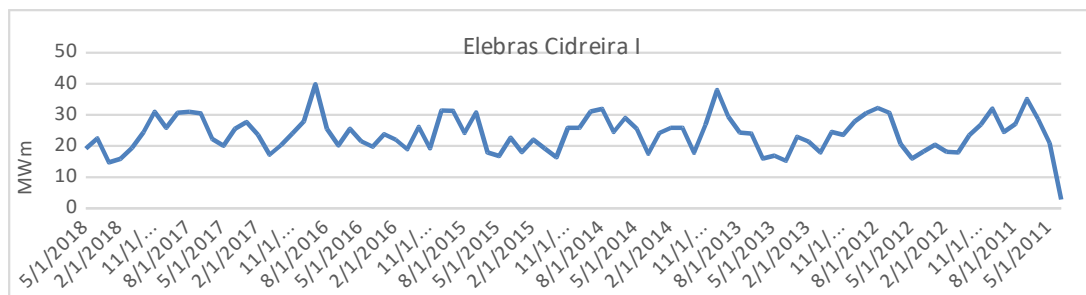


FIGURA 2 - Histórico mensal de geração de energia eólica (MWm). (fonte:(11))

Analisando os dados históricos, foi gerado o Box plot dos dados de geração separados pelos meses do ano, como mostrado na FIGURA 3. Nota-se que esses apresentam clara relação sazonal.

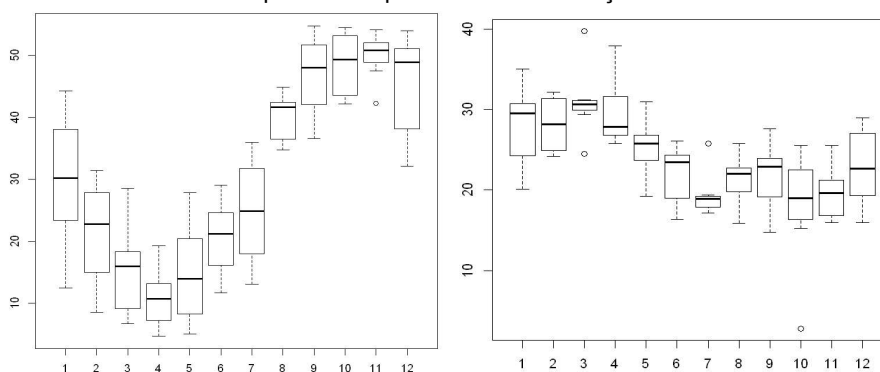


FIGURA 3 - (a) Box plot da geração eólica da Usina Praia Formosa; (b) Box plot da geração eólica da Usina Elebras Cidreira I. O eixo horizontal se refere aos meses do ano e o eixo vertical à geração (MWm) (fonte: produção do próprio autor)

Assim, as realizações mensais de geração eólica serão geradas seguindo uma distribuição normal a partir da média e do desvio padrão mensal de cada planta. Além disso, para a aquisição de uma planta eólica, usualmente o consumidor realiza contratos por meio de leilões de energia nova. Até o leilão A-6 de 2018 foi considerada a modalidade de contratação por disponibilidade para as plantas eólicas e a partir desse leilão começou a se considerar a contratação por quantidade. A contratação por disponibilidade consiste na entrega de energia conforme o regime de geração da planta. Já na modalidade de contratação por quantidade, o gerador tem o compromisso de entregar a energia conforme a quantidade acordada no contrato sem, necessariamente, seguir o regime de geração da fonte. Nesse artigo será considerada a modalidade de contratação por disponibilidade que concentra os riscos no consumidor, já que esse deve lidar com o regime intermitente da geração. Conforme mostrado na FIGURA 1, o preço da energia eólica negociada nos leilões tem certa tendência de decréscimo. Assim, no primeiro ano a realização de preço foi considerada como 90 reais e, nos demais anos, os cenários seguem uma distribuição normal com média decrescendo 5 reais por ano e com desvio padrão de 10 reais.

3.2 PLD e preços dos contratos

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB) são utilizados os modelos DECOMP e NEWAVE para definição dos Custos Marginais de Operação (CMO). Esses modelos utilizam como base diversas condições, como por exemplo, hidrologia, demanda de energia, custo do déficit, entre outros, o que adiciona complexidade na criação dos cenários de CMO. O CMO serve como base para o cálculo do PLD sendo que, quando o mesmo está dentro dos preços máximo e mínimo vigentes, tem-se que ele é igual ao PLD (12).

O PLD é muito dependente da estrutura e das regras vigentes no setor elétrico o que torna difícil a criação de cenários futuros baseados em modelos autoregressivos ou redes neurais puras, sem considerar variáveis exógenas. Como o trabalho não é focado na geração de cenários, optou-se por utilizar o modelo NEWAVE para obter 2.000 cenários de PLD, limitados ao valor do teto, R\$ 505,18, e piso, R\$ 40,16, vigentes no ano de 2018.

Para tanto, foram utilizados os arquivos de CMO referentes aos leilões de energia do ano de 2018, disponibilizados no site da EPE (13), os quais foram combinados para a geração de cenários. Os submercados escolhidos para a instalação da planta eólica foram Sul e Nordeste e optou-se por considerar que o consumidor está instalado no mesmo submercado da planta eólica. Cada submercado está sujeito a valores diferentes de PLD e, portanto, foram gerados cenários de preços diferenciados para cada um deles. Já os preços dos contratos bilaterais, segundo (14), sofrem influência do CMO e do Custo Marginal de Expansão (CME) no médio e longo-prazo, enquanto no curto-prazo sofrem influência das mesmas variáveis responsáveis pela volatilidade do PLD. A comparação entre o PLD, preços de contratos de 1 e 3 anos e CME desde o ano de 2013 são mostrados na FIGURA 4.

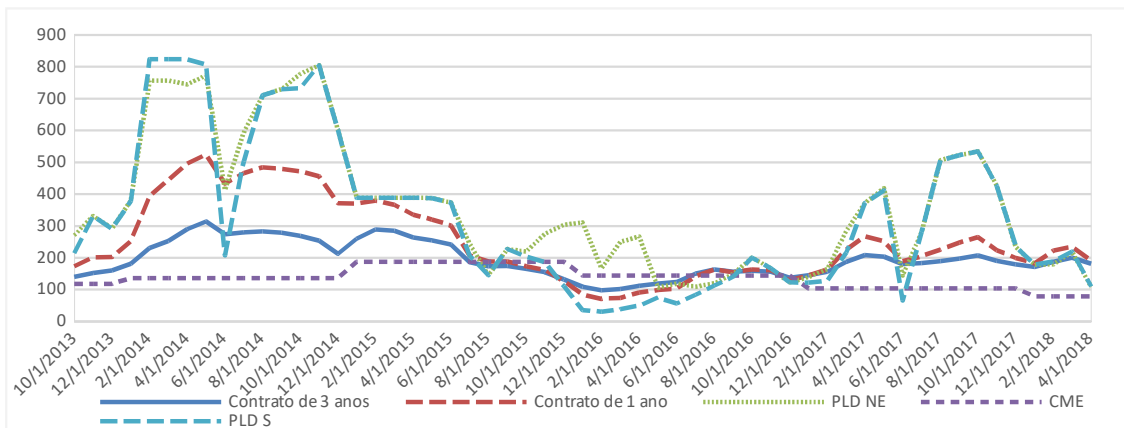


FIGURA 4 - Comparação entre o PLD, preços de contratos e CME (R\$/MWh). (fonte: produção do próprio autor).

Pela figura, percebe-se que as curvas de preço dos contratos seguem o formato da curva do PLD. Dessa forma, optou-se por utilizar um modelo autoregressivo para previsão do preço dos contratos, que utiliza como variável exógena cada um dos 2.000 cenários de PLD. Nesse caso foi possível utilizar os modelos autoregressivos já que eles seguem como base a série do PLD.

4.0 - MODELO ESTOCÁSTICO

Como exposto na seção anterior, a decisão de investimento em relação à construção da planta eólica está sujeita a diversas incertezas. De forma a incorporar estas incertezas ao modelo, foi escolhida a abordagem estocástica do problema, pois essa tem por objetivo definir uma decisão que tenha um bom desempenho médio para todas, ou quase todas, as possíveis realizações dos dados aleatórios (15). Para resolver o modelo de otimização foi escolhida a técnica de decomposição de Benders (DB) com o intuito de separar o problema em um primeiro estágio binário, focado na decisão de construção da planta eólica, de um problema segundo estágio contínuo, focado nas decisões de contratação bilateral e compra e venda no MCP. O primeiro estágio é chamado de problema mestre (MP) e o segundo estágio é chamado de subproblema (SP). Nas equações Erro: Origem da referência não encontrada-Erro: Origem da referência não encontrada é exposto o MP.

$$\Psi = \min \sum_{h=1}^N p_h \sum_{m=1}^{12} \left[C_{A(D-1,h),m} \sum_{r=0}^{D-1} \left(\frac{W_{A(D-1-r,h),m}}{(1+J)^{r \cdot 12 + m - 1}} \right) \right] \cdot u_{i_{A(D-1,h),m}} + \alpha \quad (13)$$

$$\text{s.a.:} \quad z_{tm} - z_{bm} + z_{b-1,m} \geq 0, \quad b \in [t - D + 1, t - 1], \quad t = 2, T + D - 1 \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^{T+D-1} z_{tm} - D \leq 0 \quad (15)$$

$$u_{tm} - z_{tm} + z_{t,m-1} \geq 0 \quad (16)$$

$$z_{tm} = 0, \quad t = 1, \zeta \quad (17)$$

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

$$u_{tm} = 0, t = \beta, T \quad (18)$$

$$\alpha \geq 0, z_{tm}, u_{tm} \in \{0,1\}. \quad (19)$$

$$\alpha - \Theta + \sum_{h=1}^N [p_h \cdot \pi_{hm} \cdot W_{hm} \cdot (z_{t_{hm}} - \bar{z}_{t_{hm}})] \geq 0 \quad (20)$$

Em que:

- h índice associado aos nós da árvore de cenários;
- N número total de nós do horizonte de planejamento;
- t_h índice associado ao ano t referente ao nó h ;
- p_h probabilidade de ocorrência da realização da variável aleatória do nó h ;
- $A(h, j)$ ancestral j do nó h ;
- α variável que representa os custos do SP no MP;
- Ψ custo ótimo do MP (R\$);
- π_{hm} multiplicador de Lagrange associado à Restrição Erro: Origem da referência não encontrada;
- \bar{z}_{tm} valor obtido como solução do MP para a disponibilidade da planta eólica na iteração atual.

É possível perceber que as restrições (14)-(18) não se alteram em relação ao problema determinístico. Isso ocorre, pois se busca chegar em uma única decisão de investimento para a planta eólica por estágio de tempo, frente a todas as possibilidades de realizações dos parâmetros estocásticos. Assim, os cenários de geração eólica e preço da energia eólica são considerados, multiplicados pelas suas respectivas probabilidades, na função objetivo do MP, Eq.(13). Essa, busca minimizar o custo do primeiro e segundo estágio, já que a variável α é responsável por aproximar os custos do SP no MP. No MP, as restrições (14)-(16) estabelecem que, uma vez tomada a decisão de investimento, a usina deve estar disponível por toda a sua vida-útil. As Restrições (17) Erro: Origem da referência não encontrada e (18) determinam que a usina só pode estar disponível após seu período de construção, ζ , e a decisão de investimento na planta eólica só pode ser feita até o ano β . Por fim, a Restrição (20) representa o corte de otimalidade, o qual será explicado após a exposição do SP.

O SP é dado pelas Eqs. Erro: Origem da referência não encontrada-Erro: Origem da referência não encontrada.

$$\Theta = \min \sum_{h=1}^N p_h \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^{t_h+1} \left(\frac{\mathbf{P}_{ihm} \cdot x_{ihm}}{(1+\mathbf{J})^{i-12+m-1}} \right) + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t_h+12+m-1}} \cdot \mathbf{S}_{ihm} \cdot y_{hm} + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t_h+12+m-1}} \cdot \max(\mathbf{R}_{ihm}, \mathbf{S}_{ihm}) \cdot q_{hm} \right] \right\} \quad (21)$$

$$\text{s.a.:} \quad \sum_{i=1}^I a_{ihm} + y_{hm} = \mathbf{L}_{hm} - \mathbf{W}_{hm} \cdot \bar{z}_{t_{hm}} \quad (22)$$

$$a_{ihm} - a_{ih,m-1} - x_{ihm} + a_{i,A(i,h),m} = 0 \quad (23)$$

$$q_{hm} - \frac{\sum_{g=1}^m (y_{hg}) + \sum_{g=m}^{12} (y_{A(1,h),g})}{12} \geq 0 \quad (24)$$

$$y_{hm} + \mathbf{V}_{hm}^{\max} \leq 0 \quad (25)$$

$$x_{ihm} - \mathbf{M}_{ihm}^{\max} \leq 0 \quad (26)$$

$$x_{ihm}, a_{ihm}, q_{ihm} \geq 0 \quad (27)$$

Em que Θ é o custo ótimo do SP (R\$).

A Eq. (21) é responsável pela minimização dos custos do segundo estágio que consistem nos custos de aquisição ou venda de energia no MCP, na penalidade de compra no MCP e nos custos de aquisição de energia por contratos bilaterais, ponderados pelas suas respectivas probabilidades. A Restrição (22) realiza o balanço de

potência entre carga e geração, sendo que \bar{z}_{t_h} entra no SP como valor fixo fornecido pela otimização do MP. A Restrição (23) é responsável por calcular os volumes acumulados em cada ano, referentes a cada tipo de

contrato, para cada nó da árvore de cenários, enquanto a Restrição (24) calcula a média móvel dos últimos 12 meses do volume de energia adquirido no MCP. As Restrições (25)-(27) definem os limites máximos e mínimos das variáveis do SP. O corte de otimalidade, exposto na Eq.(20), restringe o valor de α ao custo ótimo do SP(Θ), menos a contribuição na diminuição do custo do SP pela mudança do valor da variável z_{tm} . Um corte de otimalidade é adicionado ao MP a cada iteração.

O algoritmo de decomposição de DB é exposto a seguir:

1. Definir $it=1$;
2. Resolver o MP;
3. Inserir a solução do MP, z_{tm} como $\bar{z}_{t,m}$ no SP e solucionar o SP;
4. Formar o limite superior, $UB = \Psi - \alpha + \Theta$, e o limite inferior, $LB = \Psi$, aplicando o critério de parada $(UB - LB)/UB \leq \tau$, sendo τ uma tolerância de 0,01%. Ainda, testar se it é maior ou igual ao número máximo de iterações. Caso alguma das condições for satisfeita, pare;
5. Incrementar it e retirar os multiplicadores de Lagrange (π_{nm}) associados com a Restrição (22), assim como o custo ótimo (Θ) do SP para formar o corte de otimalidade, Restrição (20);
6. Voltar para o passo 2.

5.0 - RESULTADOS

Nessa seção são mostrados os resultados computacionais da simulação do modelo proposto por esse artigo. O algoritmo de solução foi desenvolvido na linguagem Python 3.6 e foi utilizada a ferramenta Gurobi 8.0 para otimização do problema. A tolerância utilizada para o MIP gap é de 10^{-6} . Para execução dos modelos foi utilizado um computador com processador Intel Xeon, com 3,33 GHz e 32 GB de memória RAM. Como premissas do modelo, o horizonte de planejamento (T) foi definido como 24 anos, de 2018 até 2041, englobando assim a vida útil da planta eólica, considerada 20 anos, e permitindo que o consumidor decida em relação à construção da planta nos 5 primeiros anos do horizonte. No entanto, nos dois primeiros anos, a planta eólica não poderá estar disponível, já que o período de construção demora de 6 a 18 meses (16). Assim, β é igual a 5 anos e ζ é igual a 2 anos. A taxa de juros para trazer os custos futuros para seu valor presente é de 6% a.a. e a demanda do consumidor livre $L_m^{(s)}$ é definida como constante e igual a 100MWh. O limite máximo de venda no MCP é de 5% da demanda, ou 5MWh e $R_m^{(s)}$ é também definido constante e igual a 150 R\$/MWh em todo o horizonte. Em relação aos contratos bilaterais, o consumidor pode optar por realizar contratos de 1 e 3 anos, ambos contratos *flat* que têm início no mesmo ano em que o contrato foi firmado e que não possuem limite para contratação máxima ou mínima. No entanto, não é possível vender energia por contratos bilaterais.

O processo de criação dos cenários das variáveis aleatórias já foi descrito na seção Erro: Origem da referência não encontrada. A árvore de cenários possui 7 aberturas a cada ano até o encerramento do período de decisão, quando os cenários passam a ser determinísticos. Essa escolha é devido ao alto nível de incertezas e à dimensão elevada do problema. Assim, tem-se um total de 2.401 cenários após os 5 primeiros anos, que compreendem o período de decisão. As realizações que compõem cada nó da árvore de cenários foram sorteadas dos 2.000 cenários criados na seção Erro: Origem da referência não encontrada. A dimensão do problema é mostrada na TABELA 1. Ressalta-se que como as aberturas ocorrem anualmente, as realizações que compõem os meses são determinísticas em referência ao cenário sorteado para aquele ano.

TABELA 1 – Dimensão do problema decomposto.

Problema	Variáveis contínuas	Variáveis binárias	Restrições
Mestre	1	576	1.692
Subproblema	3.486.240	0	2.324.160

O resultado da otimização do modelo considerando cinco árvores de cenários para os submercados Nordeste e Sul é mostrado na TABELA 2.

TABELA 2 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários considerando contratação de eólica por disponibilidade.

Árvore	Nordeste				Sul			
	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min.)	Iterações	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min.)	Iterações
1	não constrói	19.389.302.180	98,92	3	fev/22	19.972.157.663	72,55	5
2	não constrói	19.477.504.371	82,04	3	jan/22	20.110.509.147	53,44	4
3	não constrói	19.374.193.323	74,87	3	jan/22	19.867.242.720	46,82	4
4	não constrói	19.412.940.859	81,31	3	jan/22	20.197.857.101	52,97	4
5	não constrói	19.375.242.095	69,21	3	fev/22	19.935.951.242	59,95	5

Para o submercado Nordeste, a otimização do modelo resultou na decisão de não construção da planta eólica para todas as árvores consideradas. Já para o submercado Sul, o modelo decidiu pela entrada em operação da usina no ano de 2022, apenas variando o mês do ano dependendo da árvore sorteada. Ao analisar as soluções obtidas, nota-se que, pelo regime intermitente da fonte eólica, o consumidor tem que adquirir energia no MCP de forma a suprir as flutuações na geração. No caso do submercado Nordeste, as flutuações na geração são maiores do que as observadas para a planta no submercado Sul. Assim, a decisão do modelo sofre forte influência dos níveis de preço do PLD. Ao reduzir em 25% o valor de PLD para todos os cenários, obteve-se como resultado a construção da planta eólica no submercado Nordeste. No submercado Sul o modelo também sofre influência do PLD, mas isso não inviabiliza a construção da planta eólica.

Como a modalidade de contratação da energia eólica mudou de contratos de disponibilidade para contratos por quantidade, optou-se por alterar o modelo de forma a também avaliar as vantagens do investimento na planta eólica considerando a modalidade de contratação por quantidade *flat*. Observa-se os resultados da otimização na TABELA 3. Em ambos os submercado o modelo opta pelo investimento na construção da planta eólica, variando apenas o ano em que essa entra em operação. Em relação ao custo, para o submercado Nordeste, esse teve uma redução de 10%, enquanto para o submercado Sul a redução foi menos significativa e próxima a 5% para todas as árvores de cenário. Ainda, como não existe mais intermitência na geração, o modelo compra pouca energia no MCP ficando pouco exposto aos riscos desse mercado.

TABELA 3 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários, considerando contratação de eólica por quantidade.

Árvore	Nordeste				Sul			
	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	abr/21	17.387.313.203	122,27	5	jan/22	19.087.496.034	43,28	6
2	fev/21	17.460.512.825	100,95	4	jan/21	19.077.831.943	72,53	6
3	fev/22	17.365.759.145	122,24	5	jan/21	19.040.594.079	43,45	3
4	abr/21	17.398.894.829	178,74	7	jan/20	19.143.580.068	54,36	3
5	fev/22	17.366.187.324	86,56	4	fev/20	19.039.995.432	72,81	3

6.0 - CONCLUSÃO

O objetivo principal desse artigo foi descrever um modelo de otimização que busca definir se a estratégia de contratação de uma autoprodução eólica por um consumidor livre traz vantagens para esse consumidor frente a todas as outras possibilidades de aquisição de energia às quais ele está sujeito. A partir dos resultados mostrados, pode-se concluir que a construção da planta eólica é vantajosa considerando apenas o submercado Sul. Além disso, apesar do tamanho da árvore de cenários, o modelo consegue obter uma solução com uma quantidade pequena de iterações, o que demonstra os benefícios da decomposição de Benders para o



problema. Como na contratação por disponibilidade os riscos ficam com o consumidor, uma autoprodução eólica pode não ser financeiramente vantajosa. No entanto, pela modalidade de contratação por quantidade esse investimento se torna mais vantajoso e acarreta maior segurança de suprimento além de menores custos ao consumidor.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Tolmasquim M. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília: Synergia; 2011.
- (2) CCEE. Divulgado Valor Anual de Referência para 2015 e 2016 [Internet]. CCEE. 2014 [citado 17 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://bit.ly/2XS4E5u>.
- (3) EPE. Balanço Energético Nacional. 2018.
- (4) ANEEL. Resultados Leilões de geração 2005-2018 [Internet]. ANEEL; 2018 [citado 27 de novembro de 2018]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>
- (5) García EG-V. Gestión energética óptima de um consumidor industrial de vapor y electricidad em mercados liberalizados. 2004.
- (6) Manotas-Duque DF, Oliveros DA, Tabora HF, Vidal-Holguín CJ, Lozano CA. Energy supply optimization for unregulated consumers. *Ing Compet*. 2014;(1):11.
- (7) Carrion M, Philpott AB, Conejo AJ, Arroyo JM. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers. *IEEE Trans Power Syst*. maio de 2007;22(2):744–54.
- (8) Fernandes JFM. Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo com Autoprodução Renovável Eólica. 2015;119.
- (9) Leif Hanrahan B, Lightbody G, Staudt L, G. Leahy P. A powerful visualization technique for electricity supply and demand at industrial sites with combined heat and power and wind generation. *Renew Sustain Energy Rev*. março de 2014;31:860–9.
- (10) Shafer B. Mojave Plant Wind Project. *IEEE Ind Appl Mag*. maio de 2010;16(3):50–5.
- (11) ONS. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico [Internet]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. [citado 22 de novembro de 2018]. Disponível em: http://ons.org.br:80/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx
- (12) CCEE. Preços [Internet]. [citado 23 de maio de 2018]. Disponível em: <https://bit.ly/2PDCvMP>
- (13) EPE. Leilões de Energia [Internet]. [citado 15 de abril de 2019]. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>
- (14) Ribeiro LHM. Risco de mercado na comercialização de energia elétrica- uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre - ACL [Dissertação]. [São Paulo]: POLI- USP; 2015.
- (15) Shapiro A, Philpott A. A Tutorial on Stochastic Programming. 2007;35.
- (16) Pacific Hydro. Perguntas frequentes | Pacific Hydro [Internet]. [citado 9 de janeiro de 2019]. Disponível em: <http://pacifichydro.com.br/portuguese/informacoes-uteis/setor-eolico-no-brasil/perguntas-frequentes/>

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

(*) R. Eng. Agrônomo Andrei Cristian Ferreira, s/n – LABPLAN – CEP 88.040-900 Florianópolis, SC – Brasil
Tel: (+55 47) 99650-5058 – Email: rehpedrini@gmail.com



XXV SNPTTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3500
GCR/01

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



Renata Pedrini nasceu em Brusque/SC (1993). Graduiu-se em Engenharia Elétrica (2017) na Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC) e está cursando o mestrado em Sistemas de Energia Elétrica, desde 2017, na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Tem experiência na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em mercados e comercialização de energia elétrica, sistemas hidrelétricos, planejamento da operação energética e otimização matemática aplicada.



Erlon Cristian Finardi nasceu em Lages/SC (1974). Graduiu-se em Engenharia Elétrica (1996) na Universidade Federal de Santa Catarina e obteve os títulos de mestre e doutor em engenharia nos anos de 1999 e 2002, respectivamente, na mesma universidade. Desde 2006 é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, programação da manutenção preventiva, otimização estocástica, processamento de alto desempenho aplicado no planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, métodos numéricos de otimização e programação computacional.



Tiago Guimarães Leite Ferreira nasceu em Itajubá/MG (1981). Engenheiro eletricitista com graduação e mestrado pela universidade federal de Itajubá (2008). Possui especialização em regulação dos serviços públicos pela UADE/Banco mundial e em Mercados de Energia pela London Business School. Atua há 15 anos no setor de energia, tendo passagem pelo órgão regulador (ANEEL) e por Associações de classe. Atuou também como executivo de empresas de geração e foi sócio-fundador da Clime Trading. Atualmente, é sócio-fundador da empresa Flow Energia.