

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

DESENHO DE UM NOVO DERIVATIVO PARA MITIGAR O RISCO DE PREÇO E QUANTIDADE DE EMPRESAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

MARIA DE FATIMA LACERDA BARBOSA(1);ALEXANDRE STREET DE AGUIAR(1);BRUNO FÂNZERES DOS SANTOS(1)

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO(1)

RESUMO

A natureza intermitente da geração eólica combinada com a volatilidade dos preços de eletricidade expõe as Empresas de Energia Eólica comprometidas com contratos de longo prazo aos riscos de preço e quantidade. Para mitigar esta exposição, propomos um derivativo customizado, denominado Opção Eólica. A atratividade do instrumento proposto é avaliada com dados reais do setor brasileiro por meio de um modelo de equilíbrio econômico. Mostramos que as Empresas de Energia Solar são candidatas para respaldar esses derivativos. Além disso, quando comparado com as opções tradicionais de compra e venda, a Opção Eólica resulta em maior volume de negociação, prêmios mais baixos e maior bem-estar geral.

PALAVRAS-CHAVE

Equilíbrio Econômico, Economia da Energia, Contrato de Opção, Risco de Preço e Quantidade, Índice de Energia Renováveis

1.0 INTRODUÇÃO

A agenda de descarbonização implementada ao redor do mundo tem impulsionado os sistemas de energia elétrica para uma transição massiva da geração convencional para renovável. Essa transição para uma geração de custo marginal zero e intermitente impõe desafios não apenas operacionais, mas também econômicos e regulatórios relevantes (ver [1]). Mais especificamente, esta crescente penetração das fontes de energia renovável variáveis (vRES) – e.g., usinas solares e eólicas – na atual matriz energética introduz altos níveis de incerteza e complexidade no processo de gestão de portfólio de energia tanto das empresas geradoras quanto dos operadores de sistema devido à sua natureza intermitente e limitada previsibilidade de produção. Além da incerteza no fornecimento, do ponto de vista econômico, os preços spot de energia elétrica na maioria dos mercados ao redor do mundo são reconhecidos por sua alta variabilidade e volatilidade.

No Brasil, por exemplo, devido à predominância da geração hidrelétrica e à formação de preços com base em custos auditados (comumente chamados de *cost-based design*), o preço spot reflete o custo marginal da operação do sistema. Devido à participação massiva de geração renovável de custo marginal zero (hidrelétrica, eólica, biomassa e solar) no sistema (superior a 70%), os preços spot frequentemente estão em níveis muito baixos. No entanto, esse padrão muitas vezes é quebrado por crises inesperadas, com picos de preços spot elevados por diversas razões, como secas inesperadas, viés de planejamento, etc. Como consequência, os geradores renováveis frequentemente optam por contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), que são contratos financeiros a termo para mitigar os riscos do mercado spot e garantir um planejamento financeiro viável e confiável do projeto [1].

No entanto, devido à intermitência de algumas fontes de geração renovável (e.g., eólica e solar), elas estão expostas a divergências (déficits e excedentes) em relação aos seus PPAs, o que pode levar ao chamado Risco de Preço e Quantidade (Risco-PQ) [2]. Mais especificamente, por um lado, essa exposição é concretizada sempre que ocorre um déficit na produção de energia em relação à obrigação contratual de entrega e o agente renovável precisa compensar esse déficit a preços altos no mercado spot. Por outro lado, no caso de um evento de excedente de energia, o nível do preço spot pode ser significativamente mais baixo do que o preço do contrato, reduzindo a receita referente a este excedente. Nos últimos anos, vários instrumentos e abordagens foram introduzidos nos mercados de energia elétrica ao redor do globo com o objetivo de mitigar essa exposição ao Risco-PQ [2]–[6]. Contudo, por um lado, a maioria dos instrumentos financeiros são construídos para lidar, principalmente, com a incerteza de preço ou de geração. Por outro lado, muitas das abordagens de otimização de portfólio com fontes complementares se baseiam em estruturas de portfólio intensivas em capital ou coordenadas centralizadamente.

Portanto, o objetivo deste trabalho é propor um novo instrumento financeiro de hedge customizado para auxiliar as Empresas de Energia Eólica (WPCs) brasileiras a mitigar eficientemente sua exposição aos dois lados do Risco-PQ quando comprometidas com contratos futuros de longo prazo. Para alcançar esse objetivo, primeiro introduzimos um novo índice renovável chamado Índice de Desempenho de Energia Eólica (WPP-I), projetado para medir desequilíbrios de produção e fatores de risco de geração. Em seguida, propomos um novo derivativo, chamado de Opção Eólica (WInd-Op), que oferece pagamento exclusivamente em situações em que o Risco-PQ se materializa. Além disso, a magnitude do pagamento está diretamente associada à exposição financeira decorrente dos dois lados do Risco-PQ, resultando assim em um pagamento efetivo e acessível para lidar com esta exposição. Para estudar as propriedades do instrumento proposto em um mercado competitivo, derivamos um problema baseado em programação matemática para identificar e estudar o estado de equilíbrio competitivo com maior bem-estar. Um experimento numérico foi realizado para demonstrar a eficácia e atratividade do WInd-Op proposto utilizando dados reais do mercado de energia elétrica brasileiro. Além disso, foi realizada uma comparação numérica entre a estratégia de hedge usando o instrumento proposto e uma opção tradicional de compra e venda de energia elétrica.

2.0 CONTRATOS DE SUPRIMENTO BASEADOS EM VRES E O RISCO DE PREÇO E QUANTIDADE

Neste trabalho, consideramos um conjunto $\mathcal{J} = \{1, \dots, n\}$ de n vRES comprometidas em contratos de suprimento de longo prazo (PPAs) com consumidores. Assumiremos que o preço (P_i) e o volume (V_i) do PPA de cada agente $i \in \mathcal{J}$ são maiores que o horizonte de análise representado por um conjunto de T horas, ou seja, $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$. O fluxo de caixa (receita líquida) $f_i(\cdot)$ de um agente renovável $i \in \mathcal{J}$ com um perfil de geração incerto determinado pelo vetor aleatório $\tilde{\mathcal{G}}_i \triangleq \{\tilde{G}_{i,t}\}_{t \in \mathcal{T}}$, é dada por

$$f_i(P_i, V_i, \tilde{\mathcal{G}}_i, \tilde{\pi}) = \sum_{t \in \mathcal{T}} (P_i V_i + (\tilde{G}_{i,t} - V_i) \tilde{\pi}_t), \quad (1)$$

onde $\tilde{\pi} \triangleq \{\tilde{\pi}_t\}_{t \in \mathcal{T}}$ representa o vetor aleatório de preços spot de energia para todo o horizonte. Em (1), o primeiro termo, $P_i V_i$, representa o fluxo de pagamentos fixo do PPA, enquanto o segundo termo, $(\tilde{G}_{i,t} - V_i) \tilde{\pi}_t$, representa a liquidação do déficit ou excedente de geração em relação ao volume do PPA, com base no preço spot.

Cabe ressaltar que o fluxo de caixa na expressão (1) reflete explicitamente a natureza dupla do Risco-PQ associado a uma posição em um contrato de longo prazo. De fato, enquanto um alto volume contratado aumenta os pagamentos constantes, também aumenta a probabilidade de um resultado negativo no mercado de curto prazo. Se em um determinado cenário esse resultado negativo for acompanhado por um preço spot alto, o fluxo de caixa total pode se tornar negativo. Por outro lado, se o agente renovável preferir evitar uma grande exposição ao mercado de curto prazo contratando um volume baixo de PPA, a probabilidade de um excedente de geração em relação ao valor do PPA é maior. No entanto, nesse contexto, o fluxo de caixa fixo é menor. Assim, se esse cenário ocorrer juntamente com um preço spot baixo, a receita líquida geral (fixa mais variável do mercado de curto prazo) pode não ser suficiente para cobrir as despesas do ativo.

3.0 OPÇÃO INDEXADA AO VENTO: PROJETO CONCEITUAL

Nesta seção descrevemos o projeto conceitual do instrumento de *hedge* proposto. Na Subseção 3.1, estabelecemos suas bases, apresentando um novo Índice de Desempenho de Energia Eólica (WPP-I). Este índice é um dos principais componentes para acionar o pagamento do derivativo. Em seguida, na Subseção 3.2, descrevemos a função de pagamento proposta para o derivativo. Por fim, na Subseção 3.3, elaboramos o fluxo geral de receitas líquidas de uma vRES ao negociar o WInd-Op proposto e sua curva ótima de disposição a contratar.

3.1 Índice de Desempenho da Energia Eólica (WPP-I)

Seguindo a dinâmica do risco de quantidade discutida na Seção 2.0, seja $\tilde{\mathcal{G}}_t$ um perfil de geração representativo (incerto, e.g., para um determinado conjunto de geradores em uma determinada região, em uma hora $t \in \mathcal{T}$, e $F \in \mathbb{R}_+$ uma medida da quantidade total de contratos de compra de energia negociados nesta região. Então, o WPP-I associado a esta região pode ser definido da seguinte forma:

$$\Delta(\tilde{\mathcal{G}}_t, F) \triangleq \frac{\tilde{\mathcal{G}}_t}{F} - 1 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2)$$

De forma geral, a definição do WPP-I em (2) destaca a condição de déficit e excedente de um determinado perfil de geração de energia eólica em relação a uma referência de envolvimento no mercado futuro. Portanto, se em uma determinada hora $t \in \mathcal{T}$, o índice for positivo – e.g., $\Delta(\tilde{\mathcal{G}}_t, F) > 0$, indica que a geração naquela região está em um cenário de excedente em relação à referência de envolvimento típico no mercado futuro. Analogamente, se o índice for negativo em uma determinada hora $t \in \mathcal{T}$ – e.g., $\Delta(\tilde{\mathcal{G}}_t, F) < 0$, é observado um déficit de geração naquela região. Vale ressaltar que, no caso de um projeto de instrumento padronizado, o perfil de geração $\{\tilde{\mathcal{G}}_t\}_{t \in \mathcal{T}}$ e a referência F devem ser de interesse para um grupo significativo de empresas geradoras (e.g., o litoral da Região Nordeste do

Brasil). Assim, eles devem ser selecionados de acordo com sua representatividade, estimados por meio de processos transparentes e auditados, e disponibilizados a todos os agentes do mercado. No entanto, também é possível que contratos específicos sejam projetados para empresas específicas por meio de instrumentos bilaterais privados.

Explorar todos os possíveis formatos de processos de estimação que poderiam ser usados para obter perfis de geração representativos e a referência para o montante de envolvimento futuro está além do escopo deste trabalho. No entanto, entendemos que a diversidade de formas possíveis desses dois elementos que compõem o WPP-I proposto é uma característica marcante do conceito, que permite que os agentes de mercado interessados em criar esses produtos concorram pela atratividade de seu próprio índice. Por exemplo, se um agente possui um processo de estimação de curto prazo que melhor estima o termo $\tilde{\mathbb{G}}_t/F$ para um determinado conjunto de geradores de energia eólica relevantes, esse agente deve gerar um WPP-I mais representativo. No estudo de caso, testamos o conceito proposto com uma abordagem prática e discutimos outras possíveis extensões como trabalhos futuros na seção de conclusões.

3.2 Função de Pagamento do WInd-Op

O instrumento WInd-Op proposto é projetado para acionar um pagamento apenas diante dos dois eventos emparelhados (discutidos na Seção 2.0) relacionados ao Risco-PQ: (i) um déficit na produção com um preço spot alto e (ii) um excedente na produção com um preço spot baixo. Para definir o que é baixo e alto, é utilizado um preço de referência S , semelhante ao preço de exercício de opções de compra e venda. Portanto, com base nos valores de excedente ou déficit, definidos pelo WPP-I, e na diferença entre o preço spot e o preço de referência, podemos definir a função de pagamento do detentor (comprador) que possui q [MWmédio] do derivativo proposto, para qualquer período (hora) t dentro do horizonte de vencimento \mathcal{T} , da seguinte forma:

$$\Gamma(q, \tilde{\mathbb{G}}_t, \tilde{\pi}_t) = (\max\{(S - \tilde{\pi}_t) \Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F), 0\} - \lambda) q \quad (3)$$

O primeiro termo da expressão (3) refere-se ao pagamento do WInd-Op proposto. O produto entre o WPP-I e a diferença entre o preço de exercício e o preço spot destaca a dinâmica essencial do WInd-Op para lidar eficientemente com a faceta de dois lados do Risco-PQ, ao securitizar uma quantidade q caso tanto o preço spot quanto a produção de energia estejam contra o detentor do derivativo.

Por um lado, se, em um dado período $t \in \mathcal{T}$, $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F) < 0$, ou seja, há um déficit na geração em relação à referência de envolvimento futuro, e $(S - \tilde{\pi}_t) < 0$, ou seja, o preço spot é maior que o preço de exercício, então o detentor tem o direito de exercer a Opção Eólica. Nesse caso, o detentor recebe um pagamento financeiro igual a $[(S - \tilde{\pi}_t) \Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)] q$, o que pode estar relacionado com sua perda financeira incorrida se seu perfil de geração e envolvimento futuro forem razoavelmente bem aproximados por $\tilde{\mathbb{G}}_t$ e F . Observa-se que, nesse cenário, a função de pagamento indica que o agente está comprando a quantidade de energia ajustada pela geração $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)q$ pelo preço de exercício especificado *a priori* S e vendendo de volta no mercado de curto prazo por um valor mais alto, isto é, pelo preço spot $\tilde{\pi}_t$. Esse pagamento é equivalente ao pagamento de uma *opção de compra* com uma quantidade de entrega estocástica, igual a $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)q$.

Por outro lado, se, em um dado período $t \in \mathcal{T}$, $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F) > 0$ (ou seja, um excedente de geração em relação à referência de envolvimento futuro) e $(S - \tilde{\pi}_t) > 0$ (um preço spot mais baixo em relação ao preço de exercício de referência), então o detentor tem o direito de exercer a opção, recebendo um pagamento financeiro igual a $[(S - \tilde{\pi}_t) \Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)] q$, para compensar a menor receita pelo excedente de geração. Nesse contexto, o pagamento indica que o agente está comprando a quantidade de energia ajustada pela geração $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)q$ no mercado de curto prazo a um preço spot $\tilde{\pi}_t$ para vendê-la pelo preço de exercício especificado *a priori* S . Portanto, o derivativo tem um pagamento equivalente ao pagamento de uma *opção de venda* com uma quantidade de compensação estocástica, igual a $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)$.

É interessante notar que para eventos particulares em que é observado um excedente ou déficit de 100%, ou seja, $|\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)| = 1$, o derivativo recupera exatamente a função de pagamento da combinação de opções padrão de compra e venda, onde $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F) = 1$ acionando o lado da opção de compra e $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F) = -1$ acionando o lado da opção de venda. No entanto, de acordo com a função de pagamento do derivativo proposto (3), diferentes realizações de cenários de $\Delta(\tilde{\mathbb{G}}_t, F)$ levam a valores de pagamento distintos, com níveis de exposição e necessidade de *Hedge* ao Risco-PQ distintos. Desta forma, é importante ressaltar que o pagamento ($\Gamma(\cdot)$) do WInd-Op proposto tende a ser menor do que a combinação de opções padrão de compra e venda, o que melhor atende às necessidades do detentor do produto para proteger o Risco-PQ. Como consequência, argumentamos que o instrumento proposto é um derivativo mais adequado para esse fim do que as opções padrão de compra e venda, fornecendo assim um instrumento de *hedge* mais eficiente para a exposição ao Risco-PQ das WPCs que operam em um mercado de energia elétrica competitivo. Em nosso estudo de caso, demonstramos que, no equilíbrio, o derivativo proposto é mais barato e mais eficaz em aumentar o bem-estar social total do que o *benchmark* usado, as opções padrão de compra e venda.

3.3 Curva Ótima de Disposição a Contratar

A receita líquida geral de uma vRES $i \in \mathcal{J}$ contratada que adquire o derivativo proposto (com $q_i \geq 0$ representando a compra do derivativo) pode ser representada combinando a expressão de fluxo de caixa do PPA (1) com a função de pagamento do instrumento (3) da seguinte forma:

$$R_i(\lambda, q_i, \tilde{\mathbf{G}}_i, \tilde{\boldsymbol{\pi}}) = \sum_{t \in \mathcal{T}} [P_i V_i + (\tilde{G}_{i,t} - V_i) \tilde{\pi}_t + (\max\{(S - \tilde{\pi}_t) \Delta(\tilde{\mathbf{G}}_t, F), 0\} - \lambda) q_i] \quad (4)$$

Para explorar plenamente o valor do instrumento proposto, cada agente (racional e econômico) deve buscar uma estratégia de negociação que otimize sua disposição a contratar da WInd-Op ajustada ao risco, levando em consideração o prêmio do derivativo (λ). Formalmente, seja ρ_{θ_i} uma medida de risco coerente parametrizada por θ_i que melhor caracteriza a atitude frente ao risco de uma determinada vRES $i \in \mathcal{J}$ ao negociar o instrumento derivativo proposto. Então, dado um prêmio λ , o problema de tomada de decisão que define a quantidade ótima do instrumento proposto que um agente de energia renovável $i \in \mathcal{J}$ está disposto a contratar é dado por

$$q_i^*(\lambda) \in \operatorname{argmax}_{q_i \leq q_i \leq \bar{q}_i} \left\{ \rho_{\theta_i} \left(R_i(\lambda, q_i, \tilde{\mathbf{G}}_i, \tilde{\boldsymbol{\pi}}) \right) \right\} \quad (5)$$

Em (5), q_i e \bar{q}_i representam os limites mínimos e máximos de contratação, respectivamente. Portanto, é importante destacar que se $q_i \geq 0$, significa que o agente $i \in \mathcal{J}$ está disposto a comprar o derivativo, enquanto se $q_i \leq 0$, significa que o agente $i \in \mathcal{J}$ está disposto a vendê-lo. Assim, por meio de uma seleção específica dos limites q_i e \bar{q}_i , podemos definir compradores (selecionando valores em que $q_i = 0$ e $\bar{q}_i \geq 0$) e vendedores (com $q_i \leq 0$ e $\bar{q}_i = 0$), ou permitir que os agentes escolham livremente seu papel (selecionando valores em que $q_i \leq 0$ e $\bar{q}_i \geq 0$).

4.0 EQUILÍBRIO ECONÔMICO E MODELO DE MERCADO

Nesta seção, delineamos a configuração para estudar as propriedades e eficácia do derivativo proposto WInd-Op quando negociado em um mercado competitivo. Em linhas gerais, avaliamos o desempenho do derivativo proposto através de um *equilíbrio econômico*, ou seja, dentro de um estado do mercado em que tanto a disposição para vender quanto a disposição para consumir estão equilibradas entre todos os participantes. Formalmente, um equilíbrio econômico ocorre sempre que, para um determinado nível de prêmio λ , temos

$$\sum_{i \in \mathcal{J}} q_i^*(\lambda) = 0 \quad (6)$$

com $q_i^*(\lambda)$ definido como em (5). Seguindo a literatura econômica padrão e a teoria de precificação uniforme, um estado de equilíbrio econômico de um mercado competitivo em que os agentes são tomadores de preço pode ser encontrado por meio da resolução do seguinte problema de maximização do bem-estar:

$$\mathbf{q}^* \in \operatorname{argmax}_{\{q_i\}_{i \in \mathcal{J}}} \sum_{i \in \mathcal{J}} \sum_{t \in \mathcal{T}} [P_i V_i + \rho_{\theta_i} ((\tilde{G}_{i,t} - V_i) \tilde{\pi}_t) + (\max\{(S - \tilde{\pi}_t) \Delta(\tilde{\mathbf{G}}_t, F), 0\} - \lambda) q_i] \quad (7)$$

sujeito a:

$$\sum_{i \in \mathcal{J}} q_i = 0; \quad : \lambda \quad (8)$$

$$q_i \leq q_i \leq \bar{q}_i, \quad \forall i \in \mathcal{J}. \quad (9)$$

O problema de bem-estar máximo (7)–(9) é obtido ao maximizar conjuntamente a receita ajustada ao risco de todos os jogadores, conforme (7), considerando a restrição de equilíbrio (8). O *prêmio em equilíbrio* (λ^*) para o instrumento proposto pode ser calculado ao resolver o problema (7)–(9) e avaliar a variável dual da restrição (8). Na verdade, ele recupera o impacto marginal no bem-estar geral do mercado (entre todos os participantes), de forma semelhante ao *framework* padrão de precificação uniforme. Além disso, a solução associada $\mathbf{q}^* \triangleq \{q_i^*\}_{i \in \mathcal{J}}$ para (7)–(9) é o melhor nível de contratação para cada agente renovável $i \in \mathcal{J}$ dado o prêmio em equilíbrio do WInd-Op λ^* , ou seja, o $q_i^*(\lambda^*)$ ótimo conforme em (5).

5.0 EXPERIMENTO NUMÉRICO

Nesta seção, ilustramos a eficácia do WInd-Op proposto por meio de um estudo de caso utilizando dados reais do setor elétrico brasileiro. Nesse estudo de caso, consideramos um ambiente de negociação amplo, com vários WPCs (compradores) e Empresas de Energia Solar (SPCs) como vendedores. O derivativo é baseado no perfil médio de geração e envolvimento futuro de todos as WPCs da região considerada. Analisamos os benefícios introduzidos pelo

instrumento proposto e o comparamos com as opções tradicionais de compra e venda para avaliar seu desempenho. Formalmente, no contexto deste trabalho, para uma determinada quantidade z_i de opção de compra e venda negociada por um agente renovável $i \in \mathcal{J}$, a função de pagamento em uma determinada hora $t \in \mathcal{T}$ durante a maturidade da análise é dada por

$$(\max\{S - \tilde{\pi}_t, (\tilde{\pi}_t - S)\} - \mu)z_i. \quad (10)$$

com S e μ representando o preço de exercício e o prêmio da opção de compra e venda, respectivamente. É importante destacar que o derivativo de referência apresenta uma regra de exercício e uma função de pagamento associada, que dependem exclusivamente das condições do preço spot da energia ($\tilde{\pi}$).

5.1 Aversão ao risco e geração de cenários

Para caracterizar a atitude de cada agente renovável em relação ao risco, consideramos em ambos os estudos de caso uma combinação convexa entre o *Valor Esperado* do fluxo financeiro de receita líquida (4) e um funcional baseado no α -quantil da distribuição do fluxo financeiro, conhecida como *Conditional Value-at-Risk* (CVaR $_{\alpha}$). Mais especificamente, para cada agente renovável $i \in \mathcal{J}$, seja $\theta_i \triangleq \{\alpha_i, \beta_i\}$ com $\beta_i \in [0,1]$ e $\alpha_i \in (0,1]$. Em seguida, a medida de risco coerente (ρ_{θ_i}) parametrizada por θ_i considerada neste experimento numérico é definida da seguinte forma:

$$\rho_{\theta_i}(\tilde{R}_i) = \beta_i \text{CVaR}_{\alpha_i}(\tilde{R}_i) + (1 - \beta_i) E(\tilde{R}_i) \quad (11)$$

Em (11), tanto α_i quanto β_i desempenham o papel de parâmetros de aversão a risco para o agente renovável $i \in \mathcal{J}$. O primeiro (α_i) representa o nível de confiança da medida CVaR, indicando o quantil $(1 - \alpha_i)$ até o qual os piores cenários de receitas líquidas são considerados. O segundo (β_i), por sua vez, equilibra o peso dado à medida CVaR em relação ao Valor Esperado. Do ponto de vista da atitude em relação ao risco, (11) pode ser interpretada como um funcional de Equivalente Certo que atribui um valor monetário a um determinado fluxo de caixa. Portanto, um agente econômico $i \in \mathcal{J}$ cuja atitude em relação ao risco é bem representada por ρ_{θ_i} busca selecionar a melhor quantidade de WInd-Op maximizando este funcional. Observe que a medida de risco (11) é suficientemente geral para mapear uma variedade de perfis de risco. Se o agente renovável for *Neutro em Relação ao Risco*, ele pode ser caracterizado definindo $\beta_i = 0$, enquanto que aumentar o valor de β_i induz a níveis mais altos de aversão ao risco. Neste experimento, para fins exposição, consideramos $\alpha_i = 0.95$, $\forall i \in \mathcal{J}$ e variamos apenas o parâmetro β_i .

Por fim, em relação aos cenários e probabilidades usados para caracterizar as incertezas, assumimos que a maturidade do WInd-Op abrange uma semana inteira, $\mathcal{T} = \{1, \dots, 168\}$, com o WPP-I associado à geração do parque eólico e o preço de exercício definido em $S = 192$ R\$/MWh. Para caracterizar os fatores incertos dentro do horizonte de estudo, seguimos a abordagem padrão de modelagem estocástica e assumimos um espaço de probabilidade $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$ com um conjunto finito de amostras (cenários plausíveis). Uma abordagem puramente baseada em dados (não paramétrica) é considerada, atribuindo ao conjunto de cenários uma coleção de dados históricos cronologicamente coerentes, com uma massa de probabilidade empírica igual a $1/|\Omega|$ atribuída a cada cenário. Os dados dos cenários são gerados utilizando semanas observadas de produção de energia por hora para todas as usinas de energia renovável consideradas no estudo de caso, juntamente com os preços spot de energia para a Região Nordeste (NE) do sistema brasileiro. Os dados foram extraídos de julho de 2019 a julho de 2021, resultando em um total de 104 semanas representativas de cenários de energia renovável e preços spot, preservando tanto as dependências cruzadas quanto temporais.

5.2 ESTUDO DE CASO: MERCADO MULTI-VRES

Neste estudo de caso, a atratividade do instrumento proposto é avaliada em um ambiente amplo, composto por 26 agentes, sendo 15 WPCs e 11 SPCs. Na Tabela I, são apresentados os dados e detalhes específicos de cada usina de energia renovável considerada neste estudo de caso. A Coluna 1, Coluna 2 e Coluna 3 indicam o nome de cada usina, o tipo de fonte e os Certificados de Energia Firme (FEC, na sigla em inglês) individuais¹, respectivamente; a Coluna 4 e a Coluna 5 expressam, respectivamente, o volume de contratação de longo prazo e o preço de venda de cada agente de energia renovável. Assumimos um nível de contratação de longo prazo igual a 90% dos FECs de cada agente. A Coluna 6 e a Coluna 7 exibem, respectivamente, a quantidade mínima e máxima do instrumento que cada vRES pode negociar; a Coluna 8 apresenta o nível de aversão a risco de cada empresa de energia; e a Coluna 9 e a Coluna 10 exibem, respectivamente, o Estado e a Região em que as vRESs estão localizadas. Observe que, assumimos que as SPCs são as vendedoras do WInd-Op; portanto, seus níveis máximos de negociação são definidos como zero. No entanto, neste estudo de caso, relaxamos a condição sobre as WPCs e permitimos que elas comprem e vendam o derivativo. Além disso, para fins ilustrativos, consideramos que cada SPC tem diferentes atitudes em relação ao risco, com os parâmetros exibidos na Coluna 7 da Tabela I.

¹ Os FECs são emitidos para cada usina de energia no Brasil pelo Ministério de Minas e Energia e, para fins deste artigo, é considerado como a quantidade máxima de contratação regulatória. Consulte [4] para mais detalhes.

Tabela I
Dados e detalhes de cada usina de energia renovável

Usina	Fonte	FEC	V	P	q	\bar{q}	β	Estado	Região
Brotas de Macaúbas	Eólica	35.70	32.13	192.00	-35.70	35.70	0.95	BA	NE
Calango 1	Eólica	27.80	25.02	192.00	-27.80	27.80	0.95	RN	NE
Calango 2	Eólica	40.00	36.00	192.00	-40.00	40.00	0.95	RN	NE
Chapada I	Eólica	110.00	99.00	192.00	-110.00	110.00	0.95	PI	NE
Curva dos Ventos	Eólica	27.70	24.93	192.00	-27.70	27.70	0.95	BA	NE
Caetés II	Eólica	95.00	85.23	192.00	-94.70	94.70	0.95	PE	NE
Pelourinho	Eólica	23.60	21.24	192.00	-23.60	23.60	0.95	BA	NE
Serra de Santana 1 e 2	Eólica	47.30	42.57	192.00	-47.30	47.30	0.95	RN	NE
Serra de Santana 3	Eólica	52.50	47.25	192.00	-52.50	52.50	0.95	RN	NE
Cristal	Eólica	47.70	42.93	192.00	-47.70	47.70	0.95	BA	NE
Caetité 123	Eólica	38.90	35.01	192.00	-38.90	38.90	0.95	BA	NE
Brisa Potiguar I	Eólica	89.40	80.46	192.00	-89.40	89.40	0.95	RN	NE
Pedra Cheirosa	Eólica	27.50	24.75	192.00	-27.50	27.50	0.95	CE	NE
Trairí	Eólica	97.20	87.48	192.00	-97.20	97.20	0.95	CE	NE
Icaraizinho	Eólica	20.80	18.72	192.00	-20.80	20.80	0.95	CE	NE
Lapa	Solar	17.00	15.66	192.00	-17.40	0.00	0.3	BA	NE
São Pedro	Solar	16.00	14.40	192.00	-14.40	0.00	0.5	BA	NE
Juazeiro Solar	Solar	34.80	31.32	192.00	-31.32	0.00	0.7	BA	NE
Bom Jesus	Solar	17.00	15.12	192.00	-16.80	0.00	0.3	BA	NE
Horizonte	Solar	25.00	22.05	192.00	-24.50	0.00	0.5	BA	NE
Ituverava	Solar	58.80	52.92	192.00	-58.80	0.00	0.7	BA	NE
Calcário	Solar	35.00	31.32	192.00	-34.80	0.00	0.3	CE	NE
Nova Olinda	Solar	61.60	55.44	192.00	-61.60	0.00	0.5	PI	NE
Assú V	Solar	9.20	8.28	192.00	-9.20	0.00	0.7	RN	NE
Floresta	Solar	25.00	22.59	192.00	-25.10	0.00	0.3	RN	NE
Sol do Futuro	Solar	16.00	14.58	192.00	-16.20	0.00	0.5	CE	NE

Neste caso, o WPP-I é baseado em dados públicos de WPCs no estado da Bahia, região nordeste do Brasil. Portanto, neste estudo de caso, o WPP-I reflete a produção geral de energia eólica das 21 usinas já em operação no estado da Bahia. Para emular um caso realista em que o volume total de PPA não seria precisamente calibrado para uma determinada WPC, construímos o WPP-I com o referencial de envolvimento futuro F igual ao volume total de FEC das 21 usinas que compõem o perfil de geração. Além disso, para adicionar mais realismo, consideramos uma situação em que nem todos os geradores que compõem o índice de geração participam do equilíbrio, e também permitimos que outros geradores da região nordeste participem. Esse cenário explora uma realidade interessante em que o WPP-I não seria perfeitamente projetado para nenhum gerador que compra o derivativo, mas, no equilíbrio, a atratividade do derivativo proposto será refletida pelo volume negociado de cada gerador e pelo preço de equilíbrio.

Os resultados gerais do equilíbrio e as métricas de ganho relativas (benefícios em comparação ao caso base, onde o WInd-Op não está disponível e as receitas dos agentes são baseadas apenas nos contratos de longo prazo e no mercado spot) são apresentados na Tabela II. Esta tabela segue a Tabela I, com informações adicionais em porcentagem sobre os montantes negociados em relação ao FEC de cada unidade e a variação do Equivalente Certo. Primeiramente, destacamos a existência de um equilíbrio nesse mercado entre empresas eólicas e solares, com um total de 355 MWmédio negociados a um prêmio de equilíbrio de 66.00 R\$/MWh. Além disso, observamos um aumento no nível do Equivalente Certo de cada agente em relação ao caso base, indicando a atratividade desse instrumento de proteção para o conjunto selecionado de agentes. Observe que estamos excluindo muitos outros participantes que poderiam estar envolvidos, como comercializadoras de energia, geradores hidrelétricos e bancos, apenas para citar alguns. De fato, observe que seus benefícios medidos podem atingir valores superiores a 100% (e.g., *Brotas de Macaúbas* e *Calango*) com um aumento de 281% para *Caetité 123*. É observado um aumento no nível de CVaR para maioria das WPCs, com uma diminuição no Valor Esperado, destacando a característica de proteção desse instrumento.

Tabela II
Resultados de equilíbrio e métricas de desempenho relativas em comparação com a não negociação

Usina	λ^*	q^*	$ q^* /FEC$	ΔE	$\Delta CVaR$	Δp	$\Delta p(\%)$
Brotas de Macaúbas	66.00	34.00	96%	-218,858	87,805	72,472	132%
Calango 1	66.00	26.00	93%	-164,291	51,070	40,302	127%
Calango 2	66.00	20.00	50%	-126,483	36,880	28,712	11%
Chapada I	66.00	94.00	85%	-597,546	290,921	246,498	50%
Curva dos Ventos	66.00	27.00	99%	-173,941	67,299	55,237	69%
Caetés II	66.00	-95.00	100%	602,857	386,571	397,385	51%
Pelourinho	66.00	17.00	72%	-108,790	42,365	34,807	30%
Serra de Santana 1 e 2	66.00	23.00	48%	-143,264	38,070	29,003	8%
Serra de Santana 3	66.00	-7.00	13%	41,987	-134	1,972	0%
Cristal	66.00	31.00	64%	-194,285	119,594	103,900	23%
Caetité 123	66.00	28.00	72%	-178,316	44,331	33,198	281%
Brisa Potiguar I	66.00	56.00	62%	-354,225	58,780	38,129	13%
Pedra Cheirosa	66.00	0.00	0%	-	-	-	0%
Trairí	66.00	-35.00	36%	220,669	37,976	47,111	120%
Icaraizinho	66.00	-4.00	19%	25,216	4,311	5,356	104%

Lapa	66.00	-17.00	100%	110,768	-55,642	60,845	13%
São Pedro	66.00	-16.00	100%	101,856	-55,236	23,310	6%
Juazeiro Solar	66.00	-14.00	40%	89,295	11,184	34,617	4%
Bom Jesus	66.00	-17.00	100%	106,948	-60,619	56,678	11%
Horizonte	66.00	-25.00	100%	155,966	-77,888	39,039	10%
Ituverava	66.00	-26.00	45%	167,329	-10,294	42,993	5%
Calcário	66.00	-35.00	100%	221,536	-119,429	119,246	12%
Nova Olinda	66.00	-23.00	37%	146,303	-137,536	4,383	1%
Assú V	66.00	-1.00	11%	6,360	274	2,100	1%
Floresta	66.00	-25.00	100%	159,786	-93,651	83,755	13%
Sol do Futuro	66.00	-16.00	100%	103,129	-10,276	46,426	9%

Na Tabela III, apresentamos os volumes negociados agregados (MWmédio), o preço de equilíbrio do prêmio (R\$/MWh) e o ganho de bem-estar em relação ao caso base ao considerar o WInd-Op proposto e o derivativo de referência, isso é, a opção padrão de compra e venda. Destacamos os seguintes pontos a partir dos resultados da Tabela III: 1) o volume agregado de energia negociado considerando o WInd-Op proposto é significativamente maior do que o volume negociado considerando o derivativo de referência, 2) um preço de equilíbrio (prêmio) menor é obtido com o WInd-Op em comparação com o preço de equilíbrio obtido com o derivativo de referência, e 3) o ganho geral de bem-estar é significativamente maior ao considerar o WInd-Op proposto em comparação com o ganho de bem-estar obtido ao considerar o derivativo de referência.

Tabela III

Resultados agregados de equilíbrio e métricas de desempenho relativas à não negociação do instrumento de hedge

		Total Negociado (MWm)	Eq. Prêmio (\$/MWh)	Total Δ (\$)	Total Δ CVaR (\$)	Total Δp (\$)
WInd-OP	WPCs Comprando	355	66	-2,260,005	837,115	682,259
	WPCs Vendendo	-140	66	890,730	428,724	451,824
	SPCs Vendendo	-215	66	1,369,276	-609,112	513,393
WInd-OP agregado	(resumo)	355	66	146	657,727	1,647,476
Opção de compra-e-venda	WPCs Comprando	111	146	-735,777	316,517	263,903
	WPCs Vendendo	-37	146	243,599	77,983	86,264
	SPCs Vendendo	-74	146	492,179	-78,266	251,316
Opção de compra-e-venda agregado	(resumo)	111	146	0	316,234	601,482

Para ilustrar ainda mais o impacto dos instrumentos nas principais métricas de desempenho (Valor Esperado, CVaR e Bem-Estar Geral), os resultados na Tabela III são desagregados por grupo, ou seja, WPCs e SPCs, e empresas compradoras e vendedoras. Observa-se que a soma das métricas $\Delta CVaR$ das WPCs aumenta significativamente tanto para as compradoras quanto para as vendedoras ao considerar o instrumento de proteção proposto em comparação com o caso em que o instrumento de *benchmark* é considerado. Por outro lado, do ponto de vista das SPCs, embora haja uma diminuição no total de $\Delta CVaR$, ao considerar o instrumento de proteção proposto observa-se em geral um aumento maior no valor do Equivalente Certo.

Para demonstrar esse efeito por agente renovável, a Figura 4 apresenta a variação relativa do Valor Esperado e do Risco (avaliado pela diferença entre o Valor Esperado e o CVaR) para cada agente renovável considerado neste estudo de caso ao negociar o WInd-Op proposto. Da mesma forma, a Figura 4b retrata o mesmo contexto, mas para o instrumento de *benchmark*. O marcador quadrado indica as métricas de risco e retorno ao considerar apenas o PPA e o mercado spot, enquanto o marcador redondo indica as mesmas métricas, adicionando o efeito do instrumento de proteção. A seta conecta o marcador quadrado e o marcador redondo para cada gerador. Em relação à Figura 4, pela direção das setas, é possível identificar que a maioria dos agentes renováveis renunciou a parte do Valor Esperado em favor de uma redução de risco. No entanto, também é observado que alguns agentes (a maioria desempenhando o papel de vendedores) estão dispostos a aumentar ligeiramente o risco para obter Valores Esperados mais altos. Ao comparar os resultados na Figura 4a com os da Figura 4b, podemos observar os maiores benefícios do instrumento proposto em comparação com o *benchmark* em termos de redução de risco ou aumento do Valor Esperado.

Por fim, realizamos uma análise de sensibilidade do bem-estar total em relação à participação em contrato a termo de longo prazo, ou seja, em relação a $\gamma 100\%$ do valor total das FECs, ao considerar o derivativo proposto. Estruturalmente, parametrizamos o volume contratado de PPA de cada agente renovável como: $V_i = \gamma FEC_i, \forall i \in J$, e variamos $\gamma \in \{0.0, 0.1, \dots, 1.0\}$. Assim, $\gamma = 0.0$ representa um contexto sem contratos de longo prazo, apenas mercado spot, e, por outro lado, $\gamma = 1.0$ indica que todos os agentes renováveis vendem seu limite regulatório máximo em PPAs. A Tabela IV apresenta o preço de equilíbrio resultante λ^* (Coluna 2), a quantidade total de energia negociada no equilíbrio (Coluna 3), a soma das FECs de todas as WPCs que compram o instrumento (Coluna 4) e o ganho de bem-estar (Coluna 5) em relação ao caso base, não negociando o WInd-Op para cada valor de $\gamma \in \{0.0, 0.1, \dots, 1.0\}$. Em primeiro lugar, observe que quanto maior o nível de contratação de longo prazo, mais o derivativo proposto é negociado no equilíbrio. Como consequência, o preço de equilíbrio (prêmio) e o bem-estar total aumentam à medida que a participação futura aumenta.

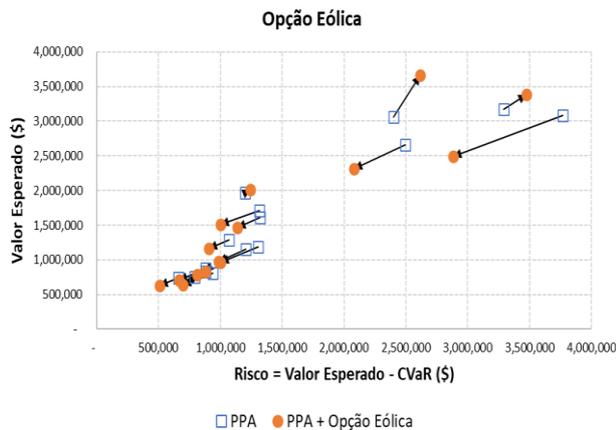


Figura 4a – Opção Eólica

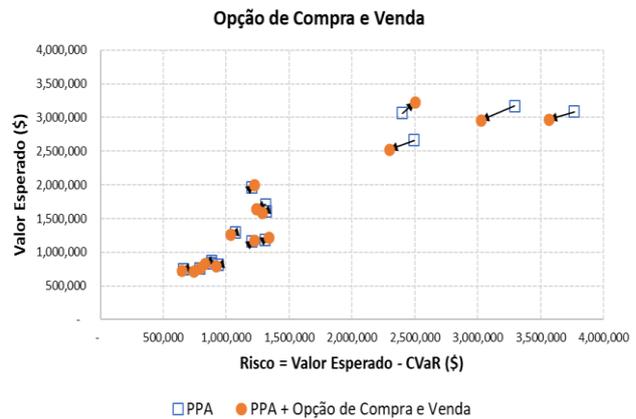


Figura 4b – Opção de Compra e Venda

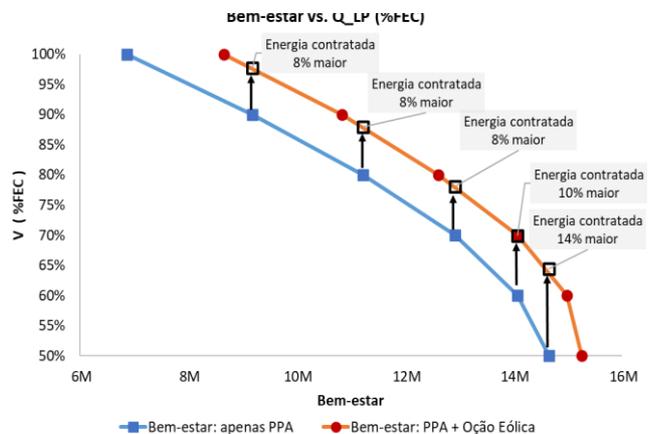
Figura 4 - Variação relativa de risco e retorno (valor esperado) para cada agente renovável no equilíbrio considerando o derivativo proposto (opção eólica) e o de referência (opção de compra e venda).

Uma consequência relevante do aumento do bem-estar geral com a participação futura é que, para um determinado bem-estar, a participação futura total pode ser maior na presença do derivativo proposto. Para quantificar essa relação, a Figura 5 apresenta o bem-estar geral (eixo horizontal) e a participação futura (em % da FEC) para cada equilíbrio. Nesta figura, a linha laranja representa os dados de equilíbrio ao considerar o derivativo proposto e a linha azul representa o bem-estar ao não considerar o derivativo. Observe que, para o mesmo nível de bem-estar geral, é possível aumentar sustentavelmente a participação futura em pelo menos 8% da FEC do agente renovável.

Tabela IV
Resultados de equilíbrio para cada valor de $\gamma \in \{0.0, 0.1, \dots, 1.0\}$.

γ	λ'	Total Negociado (volume)	Soma FEC (Compradores)	Total Negociado Volume (% Soma FEC)	Total Δp
0.0	11.00	105.00	379.00	28%	106,990
0.1	11.00	75.00	362.00	21%	132,352
0.2	13.00	95.00	352.00	27%	235,712
0.3	28.00	125.00	539.00	23%	294,163
0.4	34.00	166.00	562.00	29%	398,998
0.5	36.00	178.00	539.00	33%	611,325
0.6	44.00	227.00	594.00	38%	912,592
0.7	53.00	284.00	634.00	45%	1,149,080
0.8	55.00	287.00	536.00	54%	1,394,351
0.9	66.00	355.00	488.00	73%	1,647,476
1.0	71.00	362.00	568.00	64%	1,786,477

Figura 5 - Volume de contratos de PPA vs. Valor Total do Equivalente de Certezas ao considerar (curva laranja) e não considerar (curva azul) o derivativo proposto.



7.0 CONCLUSÃO

Neste trabalho, é proposto um novo instrumento financeiro de *hedge* para mitigar eficientemente a exposição aos dois lados do Risco de Preço-e-Quantidade (Risco-PQ) enfrentado pelas Empresas de Energia Eólica (WPCs) comprometidas com contratos de longo prazo. O instrumento proposto, chamado de Opção Eólica (WInd-Op), é baseado em um Índice de Desempenho de Energia Eólica (WPP-I), que ajusta o pagamento da WInd-Op com base nos déficits e excedentes de geração observados em um conjunto representativo de geradores de energia eólica. Isso permite que o derivativo reduza os pagamentos desnecessários para mitigar o Risco-PQ destas empresas geradoras. Foram realizados experimentos numéricos com base na abordagem de equilíbrio de bem-estar máximo para testar a eficácia e atratividade do instrumento de *hedge* proposto usando dados reais do sistema elétrico brasileiro. A partir dos resultados do nosso estudo de caso, podemos tirar as seguintes conclusões e observações:

- 1) O WInd-Op proposto é eficaz na redução do Risco-PQ das WPCs contratadas em PPAs de longo-prazo. Isso é observado ao comparar as métricas de desempenho com o caso base, onde apenas os mercados de contratos futuros e spot são considerados.

- 2) O WInd-Op proposto é eficiente na redução do Risco-PQ e no aumento do bem-estar total em comparação a um instrumento de *hedge* tipicamente negociado em mercados de energia elétrica, a opção tradicional de compra e venda. O derivativo proposto apresenta um preço de prêmio mais baixo (mais barato), maiores benefícios na métrica de risco (melhor instrumento de proteção), maior volume de negociações (maior liquidez) e métricas de bem-estar ajustadas ao risco melhores.
- 3) O WInd-Op proposto permite aumentar de forma sustentável os volumes contratados de PPAs de longo prazo para consumidores ou concessionárias sem comprometer os níveis gerais de bem-estar do mercado.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. Ribeiro, A. Street, D. Valladão, A. C. Freire, and L. Barroso, "Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil," *Electric Power Systems Research*, vol. 220, p. 109364, 2023.
- [2] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M. V. Pereira, and S. Granville, "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1136–1144, August 2009.
- [3] Pineda and A. J. Conejo, "Managing the Financial Risks of Electricity Producers using Options," *Energy Economics*, vol. 34, no. 6, pp. 2216– 2227, November 2012.
- [4] Freire, A. Street, D. A. Lima, and L. A. Barroso, "A Hybrid MILP and Benders Decomposition Approach to Find the Nucleolus Quota Allocation for a Renewable Energy Portfolio," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3265–3275, November 2015.
- [5] A. Brigatto and B. Fanzeres, "A Soft Robust Methodology to Devise Hedging Strategies in Renewable Energy Trading based on Electricity Options," *Electric Power Systems Research*, vol. 207, p. 107852, June 2022.
- [6] A. S. Aranha, A. Street, C. Fernandes, and S. Granville, "Risk- Constrained Optimal Dynamic Trading Strategies Under Short- and Long-term Uncertainties," *to appear IEEE Transactions on Power Systems*, 2023.

DADOS BIOGRÁFICOS

(1) MARIA DE FATIMA LACERDA BARBOSA

Graduada em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência (2018) pela UFRJ, com intercâmbio na University of Glasgow, Reino Unido (2014). Mestranda em Engenharia Elétrica na PUC-Rio, com foco em Métodos de Apoio a Decisão. Desde 2018, trabalha na área de Inteligência de Mercado de grandes agentes do Setor Elétrico, tendo passado pela Elera e Eneva, e atualmente na Norsk Hydro Energia. Tem experiência com estudos e modelos computacionais nas seguintes áreas: previsão de preço de energia de curto e longo prazo; comercialização de energia renovável e convencional; e modelagem estatística e otimização aplicada ao mercado de energia.

(2) ALEXANDRE STREET DE AGUIAR

Alexandre Street, professor do departamento de engenharia elétrica da PUC-Rio, é fundador do LAMPS PUC-Rio, onde desenvolve diversos projetos de P&D com empresas do setor de energia, e do LAMPS Company, startup encubada na PUC-Rio com o objetivo de produtizar os resultados dos projetos de P&D e consultoria. É autor de inúmeros artigos científicos na área de planejamento, operação e comercialização de energia renovável. É senior member do IEEE, pesquisador 1 do CNPq, e tem sido editor das principais revistas científicas de energia, como *IEEE transactions on power systems* e *IEEE transactions on energy markets, policy and regulation*.

(3) BRUNO FÂNZERES DOS SANTOS

Bruno Fânzeres possui graduação em Engenharia Elétrica e Industrial, e Mestrado e Doutorado em Pesquisa Operacional, todos pela PUC-Rio. Atualmente é professor do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio e pesquisador do Forecasting and Resource Optimization Group (FROG). Sua principal área de atuação é desenvolver metodologias para tomada de decisão sob incerteza com aplicações em sistemas de energia. Os principais campos de interesse são: (i) planejamento e operação de sistemas de potência; (ii) mercados de energia elétrica; (iii) precificação de derivativos; (iv) otimização sob incerteza; (v) estatística e análise de dados; (vi) otimização hierárquica; e (vii) teoria dos jogos.