



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/02
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VI

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

Mecanismo de Realocação de Energia Renovável: Uma Nova Proposta para Fontes Alternativas

Alexandre Street¹, Bruno Fanzeres¹, Delberis Lima¹, Joaquim Garcia¹, Lucas Freire¹ e Ram Rajagopal²

¹Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (DEE PUC-Rio)
Laboratório de Métodos Quantitativos de Apoio à Decisão (labMAD)

²Department of Civil and Environmental Engineering at Stanford University

RESUMO

Este trabalho apresenta (i) uma proposta de Mecanismo de Realocação de Excedentes financeiros para fontes Renováveis (MRE-Renovável) que reduz o risco de preço e quantidade de geradores com produção intermitente na liquidação da CCEE e (ii) uma metodologia computacionalmente eficiente para resolver a questão da explosão combinatória do reparto das cotas do MRE. Para ratear o total das liquidações financeiras na CCEE, o mecanismo encontra o conjunto de restrições guarda-chuva que aproxima a função de pior medida de vantagem monetária dentre todas as possíveis subcoalizões de jogadores. Para validação, essa metodologia é testada com dados realistas do sistema elétrico brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Conditional Value-At-Risk, Decomposição de Benders, MRE-Renovável, Teoria de Jogos Cooperativos, Programação Linear Inteira Mista.

1.0 - INTRODUÇÃO

No início dos anos 2000, o setor elétrico brasileiro passou por uma série de mudanças e reestruturações. O novo marco regulatório, que estabeleceu novas diretrizes para o setor, teve como principal objetivo proporcionar a correta sinalização para a expansão do sistema, atraindo capital privado com a antecedência necessária e ao menor custo [1]. Nesse contexto, a figura dos contratos de longo-prazo aparece como principal responsável pela expansão segura da oferta, proporcionando um sinal de preço mais adequado para os investidores, no setor de geração, em relação ao preço de curto prazo [2]. Historicamente, os leilões de energia elétrica aparecem como uma maneira eficiente e transparente para a comercialização de contratos de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) – ver [1]-[3] e [6]. Desde a implantação do novo marco regulatório em 2004, diversas modalidades de leilão foram testadas no âmbito do ACR, sempre para dois tipos de contrato: disponibilidade e quantidade. Essa tem sido a forma predominante para viabilizar novos negócios em energia elétrica no Brasil [4]. Os contratos licitados nesses leilões são contratos de longo prazo e baixo risco, que geram um fluxo de caixa estável e, portanto, proporcionam uma garantia para o financiamento de grande parte desses projetos.

Os novos negócios envolvendo energia renovável não fogem à regra e também são majoritariamente viabilizados através dos leilões de energia nova do ACR. As três principais fontes renováveis (alternativas) de geração presentes na matriz elétrica Brasileira são: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), eólicas e usinas de cogeração movidas a bagaço de cana-de-açúcar (biomassa). Devido à elevada sazonalidade e incerteza presentes nos diferentes perfis de geração das eólicas e biomassas, a contratação por disponibilidade no ACR se torna ainda mais atrativa, pois estas fontes contam com cláusulas contratuais que permitem variações no seu perfil de geração, ou seja, o risco de geração das eólicas e biomassas é, em sua maioria, suportado pelas distribuidoras (para as PCHs, o contrato não prevê esta cláusula) [20].

Um segundo ambiente de contratação criado durante a reforma do setor é o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste ambiente, os geradores e consumidores podem firmar contratos livremente com cláusulas e prazos determinados por ambas as partes. Em geral, os contratos negociados no ACL são por quantidade. Nesta

modalidade, o consumidor fica blindado às variações de energia produzida e, consequentemente, ao preço de curto prazo da energia. Desta maneira, o vendedor (gerador/comercializador) assume todo o risco de entrega da energia contratada. A materialização desse risco se dá em momentos em que o gerador apresenta um déficit de produção com relação ao seu montante contratado e o preço de curto prazo se realiza superior ao preço do seu contrato. Esse risco é conhecido como risco de preço e quantidade e está intimamente associado a um perfil de geração sazonal e/ou intermitente, típico das fontes renováveis. A despeito das dificuldades apontadas, o ACL vem despertando a atenção dos consumidores e das comercializadoras nos últimos anos. Isso se deve principalmente à sua alta flexibilidade na contratação, aos preços e condições favoráveis e aos incentivos para a contratação com fontes renováveis (desconto na TUST/TUSD) e para autoprodução (redução de encargos). Assim sendo, tais incentivos podem ser rateados entre consumidores e produtores de maneira que ambos se beneficiem.

A descoberta da fonte eólica como competitiva no Brasil se deu em 2009 com o primeiro leilão exclusivo para esta fonte. Após esse primeiro passo, o segmento se organizou de tal maneira que possibilitou, em menos de 3 anos, aparecer como a segunda fonte mais barata do Brasil [11]. Iniciou-se então uma corrida por novos projetos de energia eólica, tendo a alta qualidade dos ventos nacionais e o barateamento dos custos de investimento, devido à crise financeira – principalmente na Europa, como principais catalizadores desse movimento. Em 2012, os preços praticados no leilão A-5 alertou o segmento para um sinal perigoso de possível competição predatória, com empreendimentos negociados a preços inferiores a 90 R\$/MWh. Nesses casos, empreendedores menos avessos a risco deslocam empreendedores mais avessos e até mesmo os mais sólidos¹. A despeito de especulações sobre o comportamento dos empreendedores, esse fato eleva ainda mais a atratividade do ACL como uma alternativa não só para novos projetos, mas também para parcelas descontratadas de projetos existentes. Por fim, é importante salientar que o risco de preço e quantidade e a baixa atratividade do ACR devido à alta competição gerada pelas eólicas também se aplicam às PCHs e às biomassas. Ambas sofrem de uma forte sazonalidade e não conseguem se remunerar a preços inferiores aos atualmente negociados nos leilões do ACR.

No passado, as PCHs resolveram o problema do risco de preço e quantidade ganhando o direito de participar do Mecanismo de Realocação de Energia para fontes Hidrelétricas (MRE-H) [21]. A participação neste mecanismo é compulsória para as grandes hidrelétricas e visa compensar a variabilidade da geração das usinas que promovem a regularização das cascatas devido à operação integrada e sinérgica do sistema elétrico brasileiro. Entretanto, a participação das PCHs no MRE-H é alvo de muitas críticas. A primeira delas reside no fato de que o seu rateio de cotas é realizado com base na garantia física (GF) das usinas. A GF de uma usina hidrelétrica pode ser entendida como a sua contribuição no suprimento da carga em condições adversas de hidrologia [9]. Assim sendo, a GF de uma hidrelétrica tende a ser levemente inferior a sua produção média de longo prazo, justamente para descontar o risco de condições desfavoráveis [9]. Como a PCH recebe uma GF baseada na sua média histórica [10], a sua cota do MRE hídrico é superior à das grandes hidrelétricas quando comparada por unidade de produção média. A segunda crítica reside no fato de que uma parada de máquina, forçada ou programada, de uma PCH pode reduzir em 20-50% sua contribuição para o MRE-H, devido ao reduzido número de máquinas, se comparado com uma grande usina hídrica. Assim, ambas as críticas residem na sensação de que as PCHs acabam “surfando na onda” das grandes hidrelétricas ao participarem do MRE hídrico. Tendo essa base de raciocínio como pano de fundo, a baixa performance verificada das PCHs levou a ANEEL a revisar a performance dessas usinas e os critérios para que elas continuassem participando no MRE-H. Como muitas delas foram “descredenciadas” em função de não estarem enquadradas dentro do critério, grande parte das PCHs voltam a sofrer com o risco de preço e quantidade e passam a necessitar de um novo modelo de negócio para se viabilizarem no mercado.

O estudo de novas estratégias de comercialização de energia renovável no ACL passa a ser então um importante ponto de apoio para a consolidação sustentável dessas fontes na matriz elétrica brasileira. Para que as três fontes renováveis possam usufruir de melhores preços e da flexibilidade do ACL, faz-se necessário mitigar o risco de preço e quantidade inerente à modalidade de contratação por quantidade praticada neste ambiente. A complementaridade entre essas fontes é um conhecido fato estilizado do setor elétrico brasileiro e já foi explorada em alguns trabalhos anteriores [5][7]. Em [5] um modelo de otimização estocástica com aversão a risco foi utilizado a fim de selecionar um portfólio ótimo entre uma biomassa e uma PCH, para lastrear a venda de um contrato de quantidade no ACL. Em [7], um modelo condicional vetorial autoregressivo com lei de variância foi proposto para capturar a correlação espacial e temporal das afluições de PCHs e a geração de parques eólicos. A principal contribuição deste modelo foi a consideração de variáveis operativas do sistema elétrico brasileiro como variáveis explicativas da geração renovável. Isso possibilitou a simulação de cenários de geração das centrais renováveis casados (condicionados) com os preços de curto prazo simulados pelo modelo operativo (NEWAVE) [12]. Neste mesmo artigo, uma eólica e uma PCH são utilizadas para lastrear a venda de um contrato de quantidade no ACL e os resultados mostram que os benefícios da complementaridade permitem uma redução substancial do risco de preço e quantidade. O modelo estatístico, proposto em [7], que possibilitou a simulação conjunta de geração de usinas renováveis de maneira casada com cenários de preço de curto prazo é detalhado em um segundo artigo apresentado nesta mesma conferência [13]. Neste contexto, este trabalho abordou e comparou diversas

¹ Além da aversão a risco, existem casos relatados de empreendedores que estariam expandindo parques já existentes e, nesse cenário, poderiam praticar preços ligeiramente inferiores aos de *Breakeven* para compensarem com parques mais rentáveis. Existe ainda a possibilidade de uma complementação no ACL, visto que parques eólicos ficam prontos em média em dois anos, restando assim, outros dois anos até o início do contrato no ACR para a negociação da energia no ACL. Essa complementação é um artifício já conhecido do setor e se utiliza de preços mais elevados no ACL ou estratégias otimizadas com fontes complementares, como as descritas na revisão bibliográfica deste artigo, para proporcionar maior competitividade no ACR e garantir o financiamento do parque.

modalidades de rateio dos recebíveis da comercialização conjunta do *pool* entre os agentes sob a ótica da teoria de jogos cooperativos.

A teoria de jogos já foi abordada em diversos trabalhos com aplicação no setor elétrico brasileiro como, por exemplo, benefícios da comercialização de energia. Em [14], teoria de jogos não cooperativos foi utilizada para avaliar as estratégias de contratação de energia elétrica de geradores e distribuidoras no ACR. Já [15] e [21] utilizaram teoria de jogos cooperativos para estabelecer a GF das hidroelétricas no Brasil. Finalmente, em [8], foi proposto a formação de um *pool* de fontes renováveis no ACL para mitigar o risco de preço e quantidade de seus participantes. A ideia central da proposta está baseada no aumento dos ganhos financeiros das fontes de energia, proveniente da complementaridade entre elas. Uma análise qualitativa e quantitativa utilizando teoria de jogos cooperativos foi feita para mostrar que a formação do *pool* de renováveis produziu soluções melhores que qualquer subcoalizão formada pelas fontes.

O presente trabalho tem como principal objetivo apresentar uma proposta de um Mecanismo de Realocação de Excedentes financeiros para fontes Renováveis (MRE-Renovável). Nesta proposta, os participantes do MRE-Renovável (usinas com produção não controlável, mas estatisticamente tratável) dividem entre si os resultados financeiros da liquidação de diferenças na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) referentes à venda de contratos por quantidade. Para definir a cota, ou proporção de participação no MRE-Renovável, será utilizado o conceito de Repartição por Núcleos de um jogo cooperativo. Este critério de repartição de cotas garante que nenhum subconjunto de participantes tenha incentivos financeiros para estar fora do mecanismo. Apesar desta importante virtude, que garante a estabilidade do mecanismo, o critério de repartição dado pelo núcleo sofre do mal da dimensionalidade, pois sua implementação exige a resolução de um problema de programação matemática com um número exponencial de restrições, cada uma atrelada à garantia de vantagem financeira para uma dada subcoalizão ao participar no mecanismo². Para resolver esse problema, apresentamos uma metodologia baseada na decomposição de Benders para encontrar um conjunto de restrições guarda-chuva [16], subconjunto de restrições necessárias para garantir a vantagem de todas as subcoalizões, de maneira eficiente. Desta forma, o presente artigo contribui em duas frentes: (i) com uma nova proposta de MRE-Renovável para mitigar o risco de preço e quantidade na comercialização de energia renovável no ACL e (ii) com uma metodologia eficiente para encontrar um rateio de cotas que garanta a estabilidade do mecanismo proposto.

2.0 - MRE-RENOVÁVEL: CONCEITO E LÓGICA DE FUNCIONAMENTO

Para melhor entendermos o funcionamento do mecanismo que estamos propondo, é necessário compreendermos a dinâmica financeira dos contratos por quantidade e como o risco de preço e quantidade se materializa nesta modalidade. Matematicamente, a contabilização financeira dos contratos por quantidade pode ser dividida em duas parcelas: um pagamento fixo – referente ao preço e a quantidade negociada no contrato; e uma parcela variável, conhecida como parcela da CCEE – referente à liquidação do excedente/déficit de geração ao PLD. A expressão (1) representa o fluxo de caixa estocástico futuro de um gerador renovável vendendo um contrato por quantidade no ACL a um preço P (em R\$/MWh) e quantidade Q (em MWmed).

$$\tilde{R}_t(Q) = Ph_tQ + \tilde{G}_t\tilde{\pi}_t^G - h_tQ\tilde{\pi}_t^Q \quad \forall t \in T \quad (1)$$

Onde, h_t é o número de horas do período t , \tilde{G}_t a geração da usina (MWh) no período t e $\tilde{\pi}_t^G/\tilde{\pi}_t^Q$ são, respectivamente, o PLD nos subsistemas em que a geração e o contrato são liquidados no mesmo período t . Por fim, T é o horizonte de vigência do contrato. Para exemplificar o risco incorrido por fontes intermitentes e/ou sazonais nesta modalidade, observe em (1) que a variação na quantidade contratada afeta a primeira parcela da expressão por um fator Ph_t e a terceira, no sentido contrário, por $\tilde{\pi}_t^Qh_t$, deixando o gerador exposto à diferença entre o PLD do subsistema do contrato e seu preço. Assim, se o gerador não se contratar ($Q = 0$), seu fluxo de caixa se resume a liquidação da geração ao PLD que, em geral, é extremamente baixo, podendo não ser suficiente para cobrir os custos do produtor [1]. Por outro lado, se a contratação é máxima (garantia física da usina [3][7]), a exposição ao PLD também é máxima. Assim, em função da grande incerteza no seu perfil de geração, a quantidade contratada deve ser otimizada a fim de obter o maior valor para o gerador levando em conta o *trade-off* entre receita fixa, dada pelo contrato, e o risco de compras no curto prazo a PLD's altos.

Na busca por fomentar a entrada das fontes renováveis no ACL e em contraste com a abordagem de trabalhos anteriores [5][7][8], iremos apresentar um novo modelo de negócios para fontes renováveis. A ideia central é cada usina comercializar seus contratos por quantidade livremente no ACL e entregar a parcela da CCEE – segundo e terceiro termos da expressão (1) – para um *pool*, que denominamos de MRE-Renovável. Este mecanismo agrega todas as parcelas individuais de excedentes financeiros na CCEE (excesso e déficit) e as redistribui para os participantes em forma de cota ou participação percentual. A estratégia de repartição tem como principal objetivo tirar proveito do efeito portfólio das fontes participantes, diluindo a incerteza da geração individual e mitigando, assim, o risco de preço e quantidade. Na próxima sessão, iremos detalhar a metodologia de repartição das cotas proposta neste trabalho.

²A quantidade de subconjuntos é 2^n , onde n é o número total de jogadores. Como exemplo, se considerarmos 30 usinas renováveis participantes do MRE-Renovável, quantidade plausível dado o plano de expansão de usinas renováveis do Ministério de Minas e Energia [17], teremos 2^{30} possíveis subcoalizões, isto é, um bloco com mais de 1 bilhão de restrições na otimização, que é computacionalmente intratável.

3.0 - MRE-RENOVÁVEL: REPARTIÇÃO DE COTAS

Um dos grandes desafios desta proposta é desenvolver um método de reparto que seja eficiente e busque vantagem financeira positiva para todos os seus participantes. A fim de construirmos uma metodologia de reparto, assumimos que existe um conjunto $\mathcal{N} = \{1, \dots, N\}$ de usinas não controláveis, de geração intermitente/sazonal e, portanto, não são despachadas pelo operador do sistema, mas com perfis de produção estatisticamente modeláveis. Definimos, então, a parcela das liquidações financeiras na CCEE referente a uma subcoalizão de jogadores $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$ no período t como $\tilde{R}_t(\mathcal{S}) = \sum_{i \in \mathcal{S}} (\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i})$. A parcela de liquidações na CCEE de todos os jogadores do é denotada por $\tilde{R}_t(\mathcal{N})$. Para representarmos uma subcoalizão dentro de uma busca por otimização, como será apresentado mais a frente, associamos \mathcal{S} a um vetor $s \in \{0,1\}^N$ tal que a usina $i \in \mathcal{N}$ pertence à subcoalizão \mathcal{S} , se $s_i = 1$. Caso contrário, $s_i = 0$. Assim, podemos redefinir $\tilde{R}_t(\mathcal{S})$ como

$$\tilde{R}_t(s) = \sum_{i \in \mathcal{N}} (\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i}) \cdot s_i. \quad (2)$$

Seja $x \in [0,1]^N$ o vetor de cotas (em %) atribuídas a cada usina $i \in \mathcal{N}$ no MRE-Renovável que define um reparto da receita futura do pool, $\tilde{R}_t(\mathbb{1})$. Assim, a receita no período t de uma subcoalizão s ao participar do *pool* com rateio de cotas x pode ser definida como:

$$\tilde{R}_t^{MRE}(s, x) = \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} (\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i}) \right) \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} x_i s_i = \tilde{R}_t(\mathbb{1}) \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} x_i s_i. \quad (3)$$

Onde $\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i s_i$ representa a soma das cotas dos participantes da subcoalizão \mathcal{S} . Como estamos tratando de um jogo estocástico, onde o reparto é realizado sob um valor aleatório (recebíveis futuros das liquidações de diferenças na CCEE), precisamos de uma medida que atribua valores a esses fluxos para poder comparar a vantagem entre estar dentro ou fora do pool. Neste trabalho, usaremos uma medida amplamente adotada em aplicações de finanças e teoria de decisão, o *Conditional Value-at-Risk* ($CVAR_\alpha$). O $CVAR_\alpha$ se mostra extremamente adequado a esta aplicação, pois ele pode ser visto como uma medida de aversão ao risco dos participantes da subcoalizão \mathcal{S} com relação ao fluxo de caixa especificado em (2) e (3). Além disso, o $CVAR_\alpha$ é extremamente desejável por ser uma medida de risco coerente [18] e pela possibilidade de ser implementado como um problema de programação linear [19]. Esta ultima virtude é extremamente útil para este trabalho, pois não compromete a convexidade do problema que estamos propondo, permitindo, assim, aplicarmos a técnica de solução proposta. Neste contexto, vamos definir a função $v: \{0,1\}^N \rightarrow \mathbb{R}$, chamada de função característica do jogo, que associa um valor monetário a uma subcoalizão \mathcal{S} de jogadores, isto é, o valor que uma subcoalizão possui ao formar um pool:

$$v(s) = \rho \left(\sum_{t \in T} \frac{\tilde{R}_t(s)}{(1+J)^t} \right). \quad (4)$$

Onde J representa a taxa livre de risco e $\rho(\cdot) = CVAR_\alpha(\cdot)$ uma medida de valor de um fluxo de caixa estocástico. Diversas medidas $\rho(\cdot)$, contanto que coerentes [18], podem ser utilizadas. Com a função característica do jogo definida, podemos obter a vantagem de uma subcoalizão \mathcal{S} em participar do *pool* sob uma dada repartição x . Essa vantagem pode ser obtida pela diferença entre o valor, obtido através da medida ρ , dos recebíveis da subcoalizão \mathcal{S} ao participar do pool e o valor que esta obterá fora do pool. De acordo com (2) e (3), que definem as expressões de renda dessas duas situações, respectivamente, a vantagem de uma subcoalizão \mathcal{S} em participar de um pool com rateio de cotas dado pelo vetor x é:

$$\begin{aligned} V(s, x) &= \rho \left(\tilde{R}_t^{MRE}(s, x) \right) - v(s) \\ &= \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} \frac{(\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i})}{(1+J)^t} \right) \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} x_i s_i - \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} \frac{(\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i})}{(1+J)^t} \cdot s_i \right) \right) \right) \end{aligned} \quad (5)$$

Podemos, assim, estabelecer o vetor s^* que representa a pior vantagem $V^*(x) = V(s^*, x)$, para uma dada repartição x :

$$V^*(x) = \min_{s \in \mathcal{B}} \{V(s, x)\}. \quad (6)$$

Onde $\mathcal{B} = \wp(N) - \{\emptyset\} - \mathbb{1}$, isto é, o conjunto de subcoalizões de ao menos um jogador, desconsiderando a grande coalizão \mathcal{N} , representada pelo vetor de uns, $\mathbb{1}$. A seguir, iremos apresentar dois métodos para repartir as cotas de *pool* de jogadores.

A. Métodos Clássicos de Repartição de Cotas

Uma possível metodologia para repartição das cotas do *pool* de renováveis pode ser realizada distribuindo para os seus agentes um valor proporcional à quantidade de contrato Q_i que ele contribuiu para o MRE-Renovável. Essa medida de reparto dispensa qualquer técnica baseada em teoria dos jogos, pois a combinação de jogadores não

interfere na contribuição marginal de cada jogador na coalizão. Neste trabalho vamos assumir que todos os geradores contratam 100% de suas garantias físicas. Formalmente, seja $i \in \mathcal{N}$ um jogador participante do *pool* que possui uma garantia física GF_i . Nesta modalidade de reparto, a cota deste jogador seria,

$$x_i = \frac{GF_i}{\sum_{i \in \mathcal{N}} GF_i} \quad (7)$$

Note que o reparto apresentado por (7) independe do efeito sinérgico da coalizão, sendo o agente i remunerado apenas por sua contribuição individual. Além disso, não é garantida que toda subcoalização $\mathcal{S} \subset \mathcal{N}$ de jogadores resulte em uma vantagem negativa ($V^*(\mathbf{x}) < 0$), isto é, não é garantida que esta solução esteja no núcleo do jogo, incorrendo, assim, na instabilidade no *pool* formado.

B. Repartição por Núcleo de um Jogo Cooperativo

A proposta de reparto deste trabalho está baseada na busca por uma distribuição de cotas que garanta a não existência de uma subcoalização \mathcal{S} de jogadores com vantagem negativa, isto é, não existe um subconjunto de participantes financeiramente mais rentáveis fora do *pool*. O conjunto de soluções com esta característica forma o Núcleo do jogo cooperativo [8] e possui propriedades bastante desejáveis, pois proporcionam a estabilidade³ do MRE-Renovável. Para tanto, formularemos um modelo de reparto tal que maximize a pior vantagem apresentada em (6), isto é,

$$\mathbf{x}^* = \operatorname{argmax}_{\mathbf{x} \in [0,1]^N} \left\{ V^*(\mathbf{x}) \mid \sum_{i \in \mathcal{N}} x_i = 1 \right\}. \quad (8)$$

Onde $\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i = 1$ garante que a parcela da CCEE total do *pool* será 100% repassada para os participantes. Importante ressaltar que a existência do Núcleo não é garantida. Mas caso exista, o modelo aqui proposto irá encontrar uma solução com esta característica. Podemos escrever (8), como um problema de programação matemática:

$$\mathbf{x}^* = \operatorname{argmax}_{\mathbf{x} \in [0,1]^N, t} t \quad (9)$$

s. a.

$$t \leq V^*(\mathbf{x}) \quad (10)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i = 1 \quad (11)$$

Onde

$$V^*(\mathbf{x}) = \min_{s \in \{0,1\}^N} \left\{ \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} \frac{(\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i})}{(1+J)^t} \right) \right) \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} x_i s_i - \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} \frac{(\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i})}{(1+J)^t} \cdot s_i \right) \right) \right\} \quad (12)$$

s. a.

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} s_i \geq 1 \quad (13)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} s_i \leq N - 1. \quad (14)$$

Onde as restrições (13) e (14) modelam, respectivamente, a exclusão das soluções $\{0\}$ e 1 de \mathcal{B} em (6). O modelo (9)-(14) é altamente não linear e combinatorialmente explosivo, não podendo ser resolvido de maneira trivial utilizando algoritmos convencionais de programação linear. A seguir, apresentaremos uma metodologia de solução capaz de resolver o problema acima de maneira rápida e computacionalmente eficiente.

4.0 - METODOLOGIA DE SOLUÇÃO: DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS

Decomposição de Benders [16] é uma ferramenta extremamente útil para resolução de problemas de grande porte com inúmeras aplicações em problemas associados a sistemas elétricos entre outras áreas da ciência. Sua ideia básica é aproximar uma função côncava/convexa pela sua expansão de Taylor de primeira ordem a partir de hiperplanos, conhecidos como cortes de Benders. Assim, o problema é resolvido iterativamente inserindo novos cortes de Benders até que certa tolerância seja atingida e ocorra a convergência do algoritmo. A seguir descrevemos o procedimento de solução via decomposição de Benders do reparto proposto em (9)-(14).

³ Em teoria de jogos cooperativos, um conjunto estável está associado a um conjunto de soluções tais que não exista nenhum subconjunto dentro da Grande Coalizão que dê incentivo financeiro aos seus participantes a saírem dela.

Inicialização: Seja $x^{(0)}$ um reperto inicial viável em (11). Resolva $V^*(x^{(0)})$ e obtenha a solução inicial $s^{(1)*}$. Defina $UB = +\infty$, $LB = -\infty$ e $k = 1$. Escolha um nível de convergência $\varepsilon (> 0)$.

Iteração $k \geq 1$:

Passo 1: Resolva o problema (9)-(11) substituindo a restrição (10) por

$$t \leq \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in N} (\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i}) \right) \right) \cdot \sum_{i \in N} x_i s_i^{(k)*} - \rho \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in N} (\tilde{G}_{it} \tilde{\pi}_t^{G_i} - Q_i \tilde{\pi}_t^{Q_i}) \cdot s_i^{(k)*} \right) \right) \quad \forall l \leq k \quad (15)$$

Onde (15) é o corte de Benders. Seja $(t^{(k)}, x^{(k)})$ a solução ótima. Faça $z_{UB} = t^{(k)*}$.

Passo 2: Resolva o problema $V^*(x^{(k)})$. Seja $s^{(k)}$ a solução ótima. Faça $z_{LB} = V^*(x^{(k)})$.

Passo 3: Verifique a convergência do algoritmo. Se $z_{UB} - z_{LB} \leq \varepsilon$, retorne $x^{(k)}$. Caso contrário, faça $k = k + 1$ e retorne ao **Passo 1**.

Finalizado o algoritmo, a solução obtida é um reperto $x^{(k)}$ mais próximo ao Núcleo do jogo cooperativo, estando dentro do núcleo, caso este exista. Como $V^*(x)$ é o mínimo de funções afins em x , ela é uma função linear por partes e côncava em x , podendo ser aplicada a decomposição de Benders. Um resultado extremamente importante que pode ser derivado de (15) é observar que o corte recupera exatamente o valor da pior vantagem representado pelo vetor $s^{(k)}$. Isso implica que, a cada iteração do algoritmo de Benders, uma restrição das 2^N possíveis subcoalizões é inserida no problema. Assim, percebemos que o procedimento adiciona apenas as restrições “relevantes” para a solução do problema, chamadas de restrições guarda-chuva, não necessitando considerar todas as exponenciais restrições.

5.0 - ESTUDO DE CASO

A fim de validar a proposta deste trabalho, iremos apresentar dois estudos de caso com dados realistas do setor elétrico brasileiro, sendo (i) um estudo didático com três fontes renováveis (eólica, PCH e biomassa) com intuito de explorar as propriedades do modelo proposto e (ii) um experimento completo com 30 usinas renováveis. Em ambos os estudos, supomos agentes avessos ao risco com parâmetro α -CVaR de 95%, cada usina está 100% contratada de sua garantia física em um contrato no mesmo subsistema de sua geração e, por fim, não consideramos custo de capital ($J = 0$).

A. Estudo Didático com Três Usinas Renováveis

Este primeiro estudo considera um *pool* de três usinas renováveis com 30 MW de potência instalada, sendo: (i) uma eólica de garantia física de 11.5 MW_{méd} na região Nordeste do Brasil, (ii) uma PCH com garantia física de 18.4 MW_{méd} com perfil de geração associado à vazão do rio Paraíba (sudeste) e (iii) uma biomassa, também no sudeste, de garantia física 17.5 MW_{méd}.

Estudamos as características deste *pool* para dois tipos de reperto das cotas: o reperto pela garantia física, obtido diretamente por (7), que resulta em $\{x_{eol}^{GF}, x_{pch}^{GF}, x_{bio}^{GF}\} = \{0.242, 0.382, 0.370\}$ e pelo núcleo, via (9)-(14), que se resume a $\{x_{eol}^{GF}, x_{pch}^{GF}, x_{bio}^{GF}\} = \{0.049, 0.899, 0.052\}$. Observando o resultado pelo método núcleo, a cota da PCH foi próxima a 90% do total do fundo. Isso se deve, basicamente, ao perfil sazonal desta fonte ser inverso ao perfil do PLD e, como supomos uma contratação da totalidade da garantia física, a sua exposição ao preço de curto prazo é máxima, incorrendo em grandes perdas financeiras na parcela da CCEE. Assim, o reperto obtido buscou uma sinergia entre estas fontes com uma alocação que mitigou o alto risco de preço e quantidade enfrentado pela PCH com a venda de 100% de sua garantia física. Na Tabela 1, apresentamos a diferença entre valor de uma subcoalizão no MRE-Renovável e fora dele para os dois métodos de reperto. O principal resultado que podemos observar é a solução via Núcleo pertencer ao núcleo do jogo cooperativo, isto é, $V(s, x) \geq 0$ para toda subcoalizão s passível de ser formada. Já para o método por garantia física, temos algumas subcoalizões com vantagem negativa, implicando que, sob este reperto, estas subcoalizões estariam financeiramente melhores fora do *pool*, criando uma instabilidade no mecanismo.

Tabela 1 – Comparação entre o valor de uma subcoalizão dentro e fora do MRE-Renovável para duas diferentes metodologias de repartição das cotas: Garantia Física e Repartição por Núcleo

s	$v(s)$ (MMR\$)	$V(s, x) = v^{MRE}(s) - v(s)$ (MMR\$)	
		Garantia Física	Núcleo
$\{EOL\}$	-3.86	-4.49	2.16
$\{PCH\}$	-38.24	25.05	7.19
$\{BIO\}$	-10.65	-2.12	8.85
$\{EOL, PCH\}$	-36.62	15.06	3.87
$\{EOL, BIO\}$	-12.66	-8.47	9.17
$\{PCH, BIO\}$	-35.00	9.02	2.14
$\{EOL, PCH, BIO\}$	-34.54	-	-
Pior Vantagem:		-8.47	2.14

Analisando os resultados do método aqui proposto (Núcleo), percebemos que as subcoalizões que mais ameaçam a estabilidade do MRE-Renovável sob esta repartição são $\{PCH, BIO\}$, $\{EOL\}$ e $\{EOL, PCH\}$,

respectivamente. Este resultado não é surpreendente devido à complementaridade existente entre o par de fontes, para o caso da subcoalizão com dois jogadores, e da maior sinergia existente entre o PLD e a geração eólica, o que, naturalmente, já mitiga o risco da venda do contrato, pois cria um negócio de maior valor comercial. Contudo, mesmo sob estas condições, a não consideração dos outros participantes incorre em um valor inferior para a subcoalizão fora do *pool*, em função da formulação do problema sob o ponto de vista de um jogo cooperativo.

B. Estudo com 30 Usinas Renováveis

Por fim, consideramos um *pool* de 30 usinas renováveis – 15 eólicas na região Nordeste, 10 PCHs no Sudeste e 5 usinas à Biomassa no Sudeste do Brasil. Primeiramente, vamos apresentar (Tabela 2) o valor v de cada jogador individualmente. Estes valores nos permite compreender melhor o perfil da vantagem obtida por cada jogador nos dois tipos de reparto que iremos analisar.

Tabela 2 – $v(s)$ em MMR\$ de cada jogador em uma subcoalizão individual.

Usina	$v(s)$	Usina	$v(s)$	Usina	$v(s)$	Usina	$v(s)$	Usina	$v(s)$	Usina	$v(s)$
Eólica 1	-1.75	Eólica 6	-1.65	Eólica 11	-1.69	PCH 1	-46.54	PCH 6	-47.68	Bio 1	-10.76
Eólica 2	-1.60	Eólica 7	-1.65	Eólica 12	-1.64	PCH 2	-47.54	PCH 7	-47.15	Bio 2	-10.12
Eólica 3	-1.67	Eólica 8	-1.77	Eólica 13	-1.70	PCH 3	-47.97	PCH 8	-46.90	Bio 3	-10.81
Eólica 4	-1.60	Eólica 9	-1.70	Eólica 14	-1.67	PCH 4	-47.55	PCH 9	-47.10	Bio 4	- 8.63
Eólica 5	-1.72	Eólica 10	-1.70	Eólica 15	-2.03	PCH 5	-47.52	PCH 10	-46.72	Bio 5	-14.40

Ao aplicarmos o reparto via garantia física, percebemos que tal solução não pertence ao núcleo do jogo cooperativo, pois possui uma “vantagem” negativa de $V^*(x) = -181.5$ MMR\$. Além disso, este reparto também não garante estabilidade para as subcoalizões individuais (Tabela 3). Sob a divisão das cotas via (7), as eólicas e biomassas individualmente já possuem incentivos financeiros a comercializarem sua garantia física fora do *pool*. Comparando a Tabela 2 com a Tabela 3, temos que, sob o reparto por garantia física, o valor da eólica no *pool* é reduzido na ordem de 7.00 MMR\$ e das biomassas entre 5.00 e 12.00 MMR\$ com relação à elas sozinhas. Contudo, as PCHs se beneficiam por estarem no MRE-Renovável, surfando na complementaridade entre as fontes renováveis e o PLD. Realizando a mesma comparação, temos que o valor das PCHs no *pool* é aumentado na ordem de 16.00 MMR\$.

Tabela 3 – $V(x)$ em MMR\$ de cada jogador em uma subcoalizão individual para o reparto via garantia física.

Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$
Eólica 1	-8.44	Eólica 6	-8.55	Eólica 11	-8.51	PCH 1	30.21	PCH 6	31.35	Bio 1	-4.76
Eólica 2	-8.60	Eólica 7	-8.55	Eólica 12	-8.56	PCH 2	31.21	PCH 7	30.82	Bio 2	-5.40
Eólica 3	-8.53	Eólica 8	-8.42	Eólica 13	-8.49	PCH 3	31.64	PCH 8	30.57	Bio 3	-4.71
Eólica 4	-8.60	Eólica 9	-8.50	Eólica 14	-8.52	PCH 4	31.22	PCH 9	30.77	Bio 4	-6.90
Eólica 5	-8.48	Eólica 10	-8.49	Eólica 15	-8.17	PCH 5	31.19	PCH 10	30.39	Bio 5	-1.12

A partir deste resultado, percebemos que esta metodologia de reparto, utilizada em muitas aplicações práticas e no MRE-H, não se mostra adequada para repartir as cotas do MRE-Renovável, por apresentar resultados extremos entre as fontes e um grande potencial de instabilidade. Em seguida, aplicamos a metodologia proposta neste trabalho. A convergência do algoritmo se deu em tempo computacional inferior à 2 minutos. Na Tabela 4, consolidamos o reparto do MRE-Renovável para os seus participantes.

Tabela 4 – Percentual da parcela total da CCEE repartida entre os participantes do MRE-Renovável.

Usina	Quota (%)	Usina	Quota (%)	Usina	Quota (%)	Usina	Quota (%)	Usina	Quota (%)	Usina	Quota (%)
Eólica 1	0.00	Eólica 6	0.00	Eólica 11	0.00	PCH 1	9.65	PCH 6	10.03	Bio 1	0.00
Eólica 2	0.00	Eólica 7	0.00	Eólica 12	0.00	PCH 2	9.84	PCH 7	9.76	Bio 2	0.00
Eólica 3	0.00	Eólica 8	0.00	Eólica 13	0.00	PCH 3	9.98	PCH 8	9.54	Bio 3	0.27
Eólica 4	0.00	Eólica 9	0.00	Eólica 14	0.00	PCH 4	9.92	PCH 9	9.87	Bio 4	0.00
Eólica 5	0.00	Eólica 10	0.00	Eólica 15	0.00	PCH 5	9.90	PCH 10	9.55	Bio 5	1.62

Observando individualmente cada tipo de usina, percebemos que, assim como no caso de 3 jogadores, as PCHs receberam quase a totalidade do reparto do fundo. Este resultado pode ser compreendido de maneira semelhante ao da sessão anterior. A produção das PCHs no sudeste é complementar ao PLD e, portanto, elas incorrem em altas perdas na parcela da CCEE. Já as eólicas e biomassas sofrem o efeito inverso desta fonte por possuírem um perfil de geração alinhado com o preço *spot* da energia, incorrendo em baixas perdas nesta parcela.

É importante ressaltar que, estando 100% contratada, todas as usinas possuem um $CVaR_\alpha$ negativo. Essa constatação é a base para compreendermos os resultados da Tabela 4. Para as eólicas e biomassas, receber uma cota nula (ou muito baixa) é bastante vantajoso, pois anula as suas perdas na CCEE, eliminando o seu risco. Já para as PCHs, que estão extremamente negativas nesta parcela, um reparto financeiro, tirando proveito da complementaridade, reduz as suas perdas e a exposição destas fontes ao PLD, mitigando o risco de preço e quantidade.

Contudo, a pior vantagem deste *pool* é negativa, implicando em uma solução fora do núcleo e, conseqüentemente, a sua não existência. Para este conjunto de jogadores, com seus respectivos contratos e perfis de geração, não existe um reparto que garanta a estabilidade do fundo. Apesar disso, esta distribuição de cotas garante que as subcoalizões individuais não são violadas (Tabela 5). Realizando uma comparação entre a Tabela 2 e a Tabela 5, temos que o *pool* elevou o valor das PCHs de -47.00 MMR\$, aproximadamente, para -35.00 MMR\$. E para as eólicas e biomassas, ele zerou as perdas incorridas na comercialização.

Tabela 5 – $V(x)$ em MMR\$ de cada jogador em uma subcoalizão individual para o reparto via garantia física.

Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$	Usina	$V(x)$
Eólica 1	1.75	Eólica 6	1.65	Eólica 11	1.69	PCH 1	8.48	PCH 6	8.13
Eólica 2	1.60	Eólica 7	1.65	Eólica 12	1.64	PCH 2	8.76	PCH 7	8.68
Eólica 3	1.67	Eólica 8	1.77	Eólica 13	1.70	PCH 3	8.63	PCH 8	9.30
Eólica 4	1.60	Eólica 9	1.70	Eólica 14	1.67	PCH 4	8.43	PCH 9	8.18
Eólica 5	1.72	Eólica 10	1.70	Eólica 15	2.03	PCH 5	8.48	PCH 10	9.05
								Bio 1	10.76
								Bio 2	10.12
								Bio 3	9.72
								Bio 4	8.63
								Bio 5	7.98

Apontamos ainda que a metodologia aqui proposta é dinâmica, pois depende do tempo e das características dos contratos firmados pelos participantes, dos dados de entrada das usinas e da medida de valor $\rho(\cdot)$ utilizada. Assim, ao serem alterados estes parâmetros, a escolha do reparto realizada por meio da metodologia proposta tende a estar dentro do núcleo, com maior chance que outras metodologias, como, por exemplo, o reparto por garantia física (GF).

6.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho apresentamos uma proposta de formação de um fundo que busca reduzir o risco de preço e quantidade das usinas participantes, além de apresentar uma metodologia computacionalmente eficiente de reparto das suas cotas. Nesta proposta, os agentes compartilham o total das liquidações financeiras, receitas ou despesas na CCEE, oriundas da contratação individual das usinas, sendo as cotas do reparto repartidas de forma a maximizar a pior medida de vantagem monetária dentre todas as possíveis subcoalizões de jogadores (usinas renováveis) que podem se formar. Contudo, esta solução é caracterizada pela explosão combinatorial do esforço computacional necessário para implementá-la. Assim, utilizamos uma metodologia baseada na decomposição de Benders para tratar o problema de maneira iterativa e buscar alta eficiência computacional. Apresentamos resultados a partir dos resultados com dados realistas do setor elétrico brasileiro, mostrando para um estudo com 3 usinas participantes do *pool* as principais características e propriedades da metodologia proposta, além de um estudo completo com 30 usinas renováveis, que pode ser resolvido em menos de 2 minutos, caso intratável sob a metodologia clássica que considera todas as restrições do núcleo.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- [1] M.V. Pereira, L.A. Barroso, and J. Rosenblatt, "Supply Adequacy in the Brazilian Power Market," *IEEE PES General Meeting 2004*, Denver, Colorado, EUA, July 2004.
- [2] A. Street, "Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia Elétrica," Rio de Janeiro, 2004, 103p. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio. Orientador: Álvaro Veiga Filho.
- [3] B. Fanzeres e A. Street, "Cálculo da Curva de Disposição a Contratar de Geradores Hidrelétricos: Uma Abordagem Robusta ao Preço de Curto-Prazo", *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXI SNPTEE)*, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2011.
- [4] L.A. Barroso, A. Street, S. Granville, B. Bezerra. "Bidding Strategies in Auctions for Long-Term Electricity Supply Contracts for New Capacity," *IEEE PES General Meeting 2008*, pp. 1-8, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, July 2008.
- [5] A. Street, L.A. Barroso, B.C. Flach, M.V. Pereira, S. Granville. "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, p. 1136-1144, 2009.
- [6] G.C.S. Siciliano, "Leilão de Contratos de Energia Elétrica para Fontes de Geração Renováveis," Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009, Rio de Janeiro. Orientador: Alexandre Street.
- [7] A. Street, D. Lima, A. Veiga, B. Fanzeres, L. Freire, e B. Amaral, "Fostering Wind Power Penetration into the Brazilian Forward-Contract Market," *IEEE PES General Meeting 2012*, San Diego, California, USA, July 2012.
- [8] A. Street, D. Lima, and L. Freire, "Sharing Quotas of a Renewable Energy Hedge Pool: A Cooperative Game Theory Approach," *IEEE PowerTech*, Trondheim, Norway, 2011.
- [9] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas," 2008 – disponível em <http://www.epe.gov.br>.
- [10] Decreto nº 92 de 11 de Abril de 2006.
- [11] A. Street, B. Fanzeres, e D. Lima, "Negócios e Pesquisa em Energia Eólica no Brasil," *Jornal Valor Econômico*, 11 de Novembro de 2011.
- [12] M.V. Pereira, and L.M. Pinto, "Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to energy Planning," *Mathematical Programming*, vol. 52, no. 1-3, pp. 359-375, 1991.
- [13] A. Street, A. Moreira, A. Veiga, B. Fanzeres, D. Lima, e L. Freire, "Simulação da Geração de Usinas Renováveis Coerentes com os Cenários de Operação do Sistema Elétrico Brasileiro," *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXII SNPTEE)*, Brasília, DF, Brasil, Outubro 2012.
- [14] E.M. Azevedo, "Modelo Computacional de Teoria dos Jogos aplicado aos Leilões Brasileiros de Energia Elétrica," Campinas, 2004, Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.
- [15] E.T. Faria, "Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico," Rio de Janeiro, 2004. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [16] J.F. Benders, "Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems," *Computational Management Science*, vol. 2, no. 1, pp. 3-19, Jan. 2005.
- [17] Ministério de Minas e Energia, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2021," 2013 – disponível em <http://www.mme.gov.br>.
- [18] P. Artzner, F. Delbaen, J.-M. Eber, and D. Heath, "Coherent Measure of Risk," *Mat. Fin.*, vol. 9, no. 3, pp. 203-228, 1999.
- [19] A. Street, "On the Conditional Value-at-Risk Probability Dependent Utility Function," *Theory and Decision Journal*, 2010.
- [20] A. Street, A. Veiga, B. Amaral, B. Fanzeres, D. Lima, and L. Freire, "Comercialização de Energia Eólica no Ambiente Livre: Desafios e Soluções Inovadoras," *XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (XII SEPOE)*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, May 2012.
- [21] J.P. de Lima, "Método de Otimização para o Cálculo do Núcleo de Jogos Cooperativos Aplicados à Alocação de Energia Firme entre Usinas Hidroelétricas," Tese de Doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011, Rio de Janeiro. Orientador: Marcia Helena Costa Fampa.