



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GCR/12
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VI

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

**ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO NA SELEÇÃO DE EMPREENDIMENTOS E COMERCIALIZAÇÃO DE
ENERGIA A PARTIR DE PORTFÓLIOS COM FONTES RENOVÁVEIS**

**Ribeiro, L. H. M. (*)
EPUSP**

**Ramos, D. S.
EPUSP**

RESUMO

Como resposta ao desafio de equacionar o impasse surgido na comercialização de energia de fontes de produção sazonal, estruturou-se um modelo de negócio a partir da complementação energética entre diferentes tipos de fontes. Uma empresa detentora de ativos de geração hidrelétrica compra os direitos de produção de uma eólica e/ou biomassa para incorporar ao seu portfólio e vender como contrato “por quantidade”. A questão é determinar o volume de energia a ser comprado de cada fonte, o preço e a estratégia mais indicada de contratação, de forma a maximizar os ganhos de comercialização condicionada a critérios de risco pré fixados.

PALAVRAS-CHAVE

Portfólio, Comercialização, Energia, Renovável, Riscos.

1.0 - INTRODUÇÃO

O forte desenvolvimento da fonte eólica tem estimulado a investigação de melhorias dos métodos de planejamento de operação do sistema, a fim de lidar com uma fonte de energia que não pode ser despachada no sentido clássico - por causa de sua dependência intrínseca de diferentes condições meteorológicas, que tornam a sua produção de energia com apreciável variabilidade ao longo do ano e intermitente no horizonte de atendimento da curva diária de carga. Em termos de potencial de produção sazonal, verifica-se valores significativamente acima da média em boa parte do período seco das hidrelétricas.

De outro lado, o principal desafio para o desenvolvimento massivo das usinas a biomassa no Brasil reside menos na parte técnica - a operação dessas usinas pode ser parcialmente despachável, no montante que eventualmente não esteja vinculado ao processo de produção de calor em andamento (cogeração), de toda forma um despacho previsível com antecedência, ao invés de intermitente (como a eólica). Não obstante essa característica, do ponto de vista comercial esta alternativa também é prejudicada pela sazonalidade de seu recurso. As usinas de cogeração de cana têm uma produção de energia sazonal (inflexível) apenas durante o período de colheita e, ao comercializarem sua energia na modalidade de contratos “flat” ou com entrega importante nos meses de Dezembro a Abril, ficam expostas no mercado spot nos meses sem produção, o que pode vir a ser um componente da despesa impeditivo para qualquer investidor avesso ao risco. Deste modo, os produtores são forçados a preço de mercado e correm risco ao vender contratos firmes de energia (ou seja, os riscos de compra no mercado spot sempre que sua produção é menor que o valor contratado), isso implica que os empreendimentos, por si só, em geral não são comercialmente atraentes.

No caso das usinas hidrelétricas, participar do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE já é caracterizado como hedge, pois trata-se de um esquema de compartilhamento de riscos hidrológicos implementado para corrigir a distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes cujas usinas hidroelétricas estão em cascata.

A operacionalização do MRE consiste em fazer com que cada usina atinja a mesma proporção de garantia física alocada naquele período de comercialização. É feita, portanto, uma alocação contábil de energia entre as usinas participantes do mecanismo, transferindo energia, em um dado período de comercialização, daquelas que geram acima da sua Garantia Física para aquelas que geram abaixo. Quando a energia total produzida pelas usinas do SIN é superior à garantia física total, esse superávit de energia é denominado Energia Secundária e é rateado entre todas as usinas participantes do mecanismo, na proporção de sua garantia física. Em contrapartida, caso o sistema como um todo apresente déficit, as usinas terão suas garantias físicas para fins de contabilização da CCEE reduzidas proporcionalmente. Uma das implicações deste esquema é que os proprietários das usinas hidroelétricas não são afetados pelas decisões operativas do ONS (despacho é centralizado), pois seu pagamento “spot” na CCEE está associado à geração total do sistema hidroelétrico, não à sua geração física individual. Vale ressaltar ainda que, como a geração física total do sistema hidroelétrico é muito mais constante do que a produção individual, o MRE ajuda a reduzir a volatilidade dos pagamentos “spot” na CCEE. No entanto, a correlação entre a geração hidrelétrica e os preços no mercado de curto prazo é extremamente negativa.

Desta maneira, as lacunas para salvaguardar os investidores dos riscos inerentes e o crescente aporte de investimentos em fontes alternativas, incentiva os grandes geradores e comercializadores a analisarem o efeito da complementaridade entre a sazonalidade de geração dessas fontes, em vista a definirem suas estratégias de investimento e comercialização, de tal forma a capturarem esse efeito e auferirem ganhos adicionais de receita/mitigação de risco, do que se comercializarem separadamente a energia gerada individualmente por ativo.

2.0 - OBJETIVO E CONTRIBUIÇÕES

A produção de energia das plantas de cogeração a biomassa ocorre apenas durante a colheita da cana, que coincide com a época seca do sistema hidrelétrico. De maneira análoga, os valores de geração eólica ficam acima da média em boa parte do período seco das hidrelétricas. E apesar das hidrelétricas enfrentarem o risco hidrológico em períodos de seca, podem compensar a indisponibilidade de cogeração a biomassa e a menor produção das eólicas durante o resto do ano.

A complementação energética entre diferentes tipos de fontes geradoras de eletricidade pode se constituir em um mecanismo de hedge financeiro contra riscos de redução importante de produção em face de hidrologia adversa, escassez de ventos e de combustível. O quanto um gerador pode se beneficiar da decisão de realizar investimentos, em uma carteira de projetos composta por diferentes fontes geradoras, depende de vários fatores, dentre eles: i) sinergia entre as fontes, ou seja, do grau de correlação que possa existir entre a produção energética sazonal das fontes; ii) potência a ser instalada de cada fonte; iii) quanto o despacho dessa fonte vai impactar o preço de liquidação de diferenças (PLD), que tem como “proxy” o custo marginal de operação e vice versa, o quanto o comportamento do PLD vai afetar o acionamento econômico da planta em tela; iv) amplitude das flutuações no PLD em torno do valor médio de longo termo, função das hidrologias consideradas; v) custo variável da fonte geradora e restrições de operação da fonte (Fatores de capacidade máximo e mínimo).

A premissa de estruturação do modelo de negócio é a de que uma empresa detentora de ativos de geração hidrelétrica compra os direitos de produção de uma eólica e/ou de uma biomassa, para incorporar em seu portfólio e vender como contrato “por quantidade” em energia firme. A questão para a empresa é determinar a quantidade de energia que deverá ser comprada de cada fonte e o preço de compra, para que seja possível revendê-la e assinar um contrato por quantidade com um consumidor livre. Deve ser analisada ainda a estratégia mais indicada de contratação da produção garantida do empreendimento conjunto, quantificando-se as receitas que podem ser auferidas para cada nível de contratação e perfil de contrato em análise. Ao adquirir a “curva de geração” da eólica e/ou biomassa, incorporando a sua Garantia Física existente e negociando a venda do total de lastro disponível, o gerador assume todos os riscos de mercado na comercialização e, por consequência, mitiga completamente os riscos de mercado do empreendedor da eólica e/ou cogeração. Neste caso, a decisão de sazonalização da Garantia Física de um gerador proprietário de uma usina hidrelétrica pode mudar consideravelmente com a incorporação de uma usina de biomassa e/ou eólica em seu portfólio.

Nesse âmbito de proposições, o preço de compra pago não deve incluir prêmio de risco e pode ser mais baixo já que todo o risco de mercado está alocado na empresa. Caso as plantas eólica e/ou biomassa sozinhas não atinjam a exigência de risco, o diferencial de preço entre compra e venda de sua geração tem função de alavancar estas fontes ao nível de risco fixado. Com montantes mais reduzidos de compra de energia destas fontes, a sinergia é suficiente para, por si só, gerar essa alavancagem e se pode pagar um preço de compra superior ao de venda. Deste modo, o objetivo do trabalho passa a ser norteado pela busca de arranjos negociais que permitam maximizar os ganhos econômicos para os parceiros do Projeto, internalizando os ganhos de sinergia, com um nível de risco de exposição ao mercado “spot” que possa ser assimilado de forma confortável pelos acionistas controladores.

Uma variação ao modelo de negócio anterior foi proposta, de forma a utilizar a garantia física da empresa detentora de ativos de geração hidrelétrica para complementação da disponibilidade do portfólio de energia eólica e/ou biomassa adquirido da compra de contratos de capacidade, sem a mistura da energia, apenas para hedge financeiro da exposição ao mercado spot. Este caso se aplica quando o portfólio original da empresa é de energia convencional e esta ao comprar a curva de geração de empreendimentos eólicos e/ou a biomassa tem interesse

em comercializar no ambiente livre a geração adquirida como energia incentivada, auferindo ganhos adicionais no preço de venda devido ao desconto na tarifa de uso do sistema de transporte.

Utilizou-se como critério de risco a limitação da probabilidade de ocorrência de cenários de Receita abaixo de um valor de referência para definir a contratação de energia das fontes intermitentes. Para representar o perfil de risco do gerador, utilizou-se as variáveis Value at Risk (α -VaR) e Conditional Value at Risk (α -CVaR).

As principais contribuições deste trabalho estão na concepção da estratégia de um portfólio de fontes renováveis economicamente viável, baseada na definição da quantidade de energia que pode ser vendida em contratos com preços indicados considerando restrições de risco. Acredita-se que isso pode ajudar a fomentar o desenvolvimento de energias renováveis no mercado de contratação livre no Brasil e em outros países onde estas fontes de energia estão disponíveis.

3.0 - VISÃO GERAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A matriz energética brasileira é composta predominantemente por hidrelétricas e térmicas. Bioeletricidade (co-geração com bagaço de cana como combustível) e geração eólica emergiram como novas fontes competitivas. Em decorrência da sazonalidade das afluências hídricas, o parque hidroelétrico é dimensionado para garantir o atendimento da demanda em condições hidrológicas críticas, conferindo capacidade de produção de energia adicional quando a hidrologia é mais favorável, sem a necessidade de despacho térmico. Assim, o papel das térmicas na matriz energética brasileira é o de proporcionar uma espécie de “seguro” para a ocorrência de hidrologias adversas, de forma a permitir a operação ótima do sistema e suprimento confiável da carga prevista. [3]

Hidrelétricas são despachadas com base em seus custos de oportunidade esperados (“os valores da água”), calculados por um modelo de otimização estocástica multi-estágio que leva em conta a representação da operação da usina hidrelétrica e as incertezas de vazões. Assim, o despacho da termelétrica é realizado apenas na situação em que o custo econômico futuro correspondente ao uso da água para atender o mercado supera o custo variável da geração termelétrica. Preços spot de energia baseiam-se nos valores de água, apresentam grande volatilidade e são negativamente correlacionados com as condições hidrológicas do sistema. Em condições adversas, o custo marginal aumenta muito rápido e pode atingir o valor máximo em um período inferior a um mês.

4.0 - COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Todos os consumidores, tanto no mercado regulado como no livre, devem ter contratos de energia equivalentes a 100% de seu consumo. Se a energia contratada é menor do que a energia consumida, o consumidor paga uma penalidade equivalente ao maior valor entre o custo marginal de operação traduzido no PLD e o custo de construção de uma nova capacidade. Todos os contratos, que são instrumentos financeiros, deverão ser lastreados pela Garantia Física (GF) de uma usina. Os desvios entre o montante consumido ou gerado e a energia contratada são liquidados no mercado spot e valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), ou preço do mercado de curto prazo ou ainda preço “spot”, parâmetro que apresenta grande volatilidade. A Garantia Física é calculada pelo regulador para cada usina do sistema e reflete sua capacidade de produção de energia firme em anos de hidrologia adversa. Define a quantidade máxima de energia que um projeto pode vender por meio de um contrato. A exigência de 100% de cobertura de consumo através de contratos e 100% de cobertura de contratos por Garantia Física cria uma ligação entre crescimento da carga e construção de novas capacidades.

No caso dos consumidores regulados, a aquisição de nova capacidade é realizada por meio de leilões públicos, nos quais contratos de longo prazo são oferecidos para atender a demanda futura. No segmento chamado mercado livre (ou Ambiente de Contratação Livre - ACL), cargas e geradores podem negociar livremente contratos de médio, curto e longo prazo. Restrito para os consumidores com cargas maiores do que 0,5 MW, este segmento apresenta crescimento significativo nos últimos anos, e hoje tem uma percentagem de cerca de 30% do mercado. Por permitir que os próprios agentes possam definir sistemáticas de contratação e desenhos de contrato não padronizados e moldados à sua conveniência, o ACL será o foco deste trabalho.

5.0 - RISCOS NA CONTRATAÇÃO

A principal ferramenta de gestão de risco de energia no mercado brasileiro é a realização de contratos “por quantidade”. O risco de fornecimento de energia está nas mãos do produtor, que não é obrigado a produzir fisicamente o valor contratado, mas deve liquidar no mercado spot a diferença entre a energia produzida e contratada. Tem-se então uma câmara de compensação onde a falta de energia e os excedentes são negociados a preço spot e os contratos são bons mecanismos para proteger da volatilidade do preço spot. A receita para cada período t e cenário de despacho s de uma empresa de geração vendendo E (MW Médio) em um contrato ao preço P (R\$/MWh) pode ser obtida pela seguinte expressão:

$$R_{ts} = P \cdot E \cdot h_t + (G_{ts} - E \cdot h_t) \cdot \pi_{ts} \quad p/t=1, \dots, T \text{ e } s=1, \dots, S \quad (1)$$

onde: h_t é o número de horas no período t ; G_{ts} é a geração, ou energia alocada pelo MRE para geradores hidrelétricos e; π_{ts} é o preço spot (R\$/MWh).

Na expressão (1) existem dois tipos de receitas: (i) o pagamento do contrato fixo (determinístico), pago pelos consumidores, e (ii) variável de contabilização no mercado de diferenças (spot), que é estocástica, ou seja, depende de cenários do preço spot futuro e produção de energia, e pode assumir valores negativos em cenários de escassez de energia, onde a geração é inferior à energia vendida. Portanto, um aspecto fundamental para modelar o comportamento futuro dos contratos é a previsão de preços spot. Na presença de um sistema de programação e despacho centralizado - como no caso do Brasil - cenários de preços spot futuros podem ser gerados através dos mesmos modelos de previsão de despacho. Estes modelos simulam o funcionamento do sistema em um horizonte de tempo considerando incertezas nas afluências e, assim, permitindo a produção de cenários de preços spot de energia futuros (com base nos custos marginais).

5.1 Riscos das Usinas hidrelétricas

A usina é modelada como integrante do MRE e divide com todos os seus participantes a geração total, que mitiga o risco de exposição individual dos geradores. A energia atribuída à usina possui uma característica menos variável, porém ainda sazonal, com forte correlação negativa com os preços do mercado de curto prazo.

A planta receberá a sua garantia física multiplicada pelo fator MRE , que é a razão entre expectativa de geração hidrelétrica (resultante de simulações com o modelo de previsão de despacho para cada mês do horizonte de estudo e cenário de afluência), e o somatório da garantia física das usinas participantes do MRE (obtido com base na configuração atual e consideração das expansões por meio de análise do balanço estático do SIN). Quando este fator apresentar valores menores que 1, isso significa que a geração foi inferior à garantia física total, e que haverá um rateio do déficit entre as usinas, também denominado “GSF” (Generating Scaling Factor). Quando o fator apresentar valores superiores a 1, isso significa que a geração total do sistema foi superior à garantia física, havendo, portanto, a distribuição da sobra ou “Energia Secundária” às usinas pertencentes ao MRE.

Os geradores com usinas hidrelétricas em seu portfólio devem ficar atentos, pois nos casos em que a alocação de energia for inferior à sua garantia física o PLD tende a estar muito alto, devido à alta correlação negativa com a geração hidráulica, o que torna arriscado vender um contrato anual de energia firme. A razão é que as compras no mercado spot para compensar o desvio, entre a produção física e o valor contratado, podem ser frequentes e ocorrer em cenários de preços elevados, introduzindo assim uma volatilidade indesejável, e mesmo um componente eventualmente negativo no fluxo de caixa do projeto.

A alocação de energia mensal está sujeita também à forma com que os geradores do mecanismo sazonalizam a sua garantia física. Tal impacto não foi considerado neste trabalho dada a imprevisibilidade da estratégia individual dos agentes em função, principalmente, da percepção da evolução da condição de suprimento do sistema. A sazonalização foi considerada constante (flat) para todo período, o que tem o mesmo efeito da sazonalização da GF da usina para fins de energia alocada seguir a média da sazonalização do MRE.

5.2 Riscos da Cogeração de cana

O Brasil é um produtor e exportador de etanol, oriundo da cana de açúcar. O bagaço de cana é utilizado como um combustível para produzir eletricidade, por meio de uma turbina a vapor. Uma vez que vários produtores estão instalando eficientes caldeiras de alta pressão, a quantidade de MWh produzida é maior do que o consumo da usina de etanol e este excedente de energia está sendo exportado à rede. A central de cogeração de bagaço de cana produz uma quantidade constante de energia durante o período de colheita, que, no sudeste do Brasil, ocorre de maio a novembro. Esta planta pode vender sua energia excedente por meio de um contrato de quantidade, mas ficará exposta no mercado spot durante os meses sem produção.

Um aspecto interessante é que o período de safra da cana coincide com o período seco do sistema hídrico. Consequentemente, os preços spot tendem ser maiores neste período, levando a uma sinergia favorável: no exato período em que todas as hidrelétricas estão enfrentando uma baixa produção de energia, a cogeração a partir da cana está vendendo seu excedente de geração e recebendo uma remuneração elevada, pois os preços no mercado de curto prazo estão altos. Apesar dessa vantagem, um resultado bem conhecido de comportamento de aversão ao risco na teoria da decisão ensina que um agente é muito mais sensível às condições desfavoráveis do que às favoráveis, e uma vez que existem alguns períodos em que não há produção (de dezembro a abril), a exposição ao mercado spot neste período pode vir a ser um componente da despesa impeditivo para qualquer investidor avesso ao risco individual. Por conseguinte, a consequência prática é que plantas de geração a biomassa são muito relutantes em assinar contratos de quantidade de energia (flat) por causa do risco de ficarem expostas durante os meses de entressafra. No contexto do que vem ocorrendo desde 2012, com afluências abaixo da média histórica e níveis de armazenamento nada confortáveis, resultando em custos marginais no patamar de milhares de reais em pleno período úmido, culminaria com a insolvência financeira de um investidor neutro ao risco.

5.3 Riscos de Usina Eólicas

O Brasil possui grande potencial em energia eólica, que se caracteriza por velocidades de vento mais intensas de junho a dezembro, coincidindo com os meses de menor intensidade de chuvas. Isso coloca o vento como uma potencial fonte suplementar de energia gerada por hidrelétricas. Tais usinas são despachadas na base, respeitando

sua natureza estocástica que depende das condições climáticas e apresenta grande variabilidade em torno de sua média de longo termo.

6.0 - COMPLEMENTARIDADE ENTRE COGERAÇÃO DE CANA, USINAS EÓLICAS E A PRODUÇÃO DE HIDRELÉTRICAS

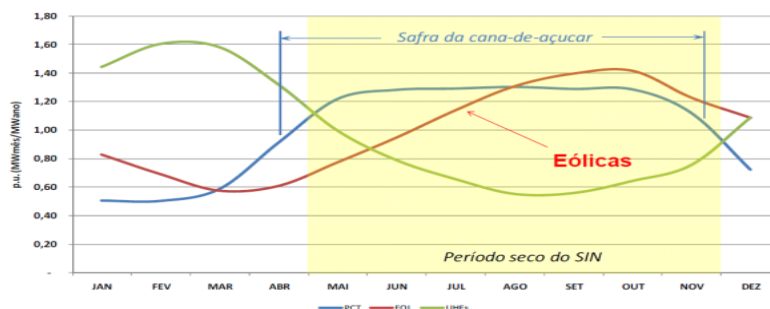


Fig. 1 – Perfil de produção de energia (Biomassa vs. Hidrelétrica vs. Eólica), valores em por unidade do total de Garantia Física das plantas de 30 MW de capacidade instalada. (Fonte ONS – Mai/2011).

Na ilustração acima, representando um ano de hidrologia com sazonalidade “normal”, é possível observar o risco que as plantas estão expostas ao assinar um contrato para fornecer 100% de sua garantia física ao longo do horizonte de tempo: sempre que a geração está abaixo dos 100% da GF, a planta é exposta ao mercado de curto prazo. Assim, se por um lado a usina hidrelétrica enfrenta seus períodos de déficit de produção nos meses de maio a novembro, período de seca quando os preços spot são elevados, as plantas biomassa e eólicas estão lucrando com a venda de seu excedente no mercado spot. Por outro lado, durante o período de entressafra (dezembro a abril), a situação reverte para a posição exatamente oposta em que as plantas de biomassa e eólica tornam-se deficitárias e a hidrelétrica apresenta um excedente de produção esperada de energia. Portanto, uma consequência natural é estudar o potencial de cobertura de uma carteira composta por essas fontes, explorando suas possibilidades de sinergias.

7.0 - UM NOVO NEGÓCIO: MISTURA DE PADRÕES DE PRODUÇÃO

A regulamentação vigente determina que os consumidores livres tenham direito a uma redução de 50% em suas tarifas de transporte se adquirir energia eólica e/ou biomassa, com potência injetada na rede inferior a 30MW (energia incentivada). No entanto, o fato de que a maioria dos contratos negociados é por “quantidade”, dá origem a uma série de incertezas e riscos do ponto de vista dos produtores. Estes estão sujeitos à perda do desconto na tarifa durante os períodos de indisponibilidade de geração e ficam expostos ao mercado spot, como mencionado antes. Este fato cabe enfatizar, corrobora com a estratégia de montar uma carteira de energia a partir da mistura de padrões de produção.

A proposta é criar então um modelo de negócio no qual um gerador compre os direitos de produção da cogeração de cana e da usina eólica para vendê-los como um contrato de quantidade de energia firme. A compra da produção é feita por um contrato de capacidade. Este esquema de contratação transfere toda a produção e os riscos de entrega dos empreendedores de energias renováveis para o gerador, uma vez que é equivalente alugar x% da capacidade de geração disponível e a respectiva percentagem dos montantes GF das fontes, em troca de um “pagamento de capacidade” fixo. Deve-se, então, determinar a quantidade de energia a ser comprada de cada fonte de forma a equilibrar a maximização do retorno e a minimização do risco de exposição.

Assim, com o objetivo de avaliar e quantificar a sinergia entre eólica e biomassa, que têm perfil de produção complementar às hidrelétricas, foram realizadas simulações para identificar a melhor estratégia de contratação de energia, a fim de buscar a máxima receita líquida possível atendendo restrições de risco. Ao assumir os riscos nos cenários de baixa produção de energia, o agente deve proteger-se do risco de geração por meio da contratação de um excedente (ou reserva) de capacidade, de modo que o déficit de produção resultante da carteira seja atenuado.

De um modo geral, a despesa incorrida com a compra de capacidade dos agentes de geração é:

$$\text{Despesa} = P_{\text{BIO}} \cdot E_{\text{BIO}} \cdot X_{\text{BIO}} \cdot h_t + P_{\text{EOL}} \cdot E_{\text{EOL}} \cdot X_{\text{EOL}} \cdot h_t \quad p/ t = 1, \dots, T \quad (2)$$

Onde: P_{BIO} , P_{EOL} : Preço (em R\$/MWh) exigido por fonte; E_{BIO} , E_{EOL} : garantia física em MWm por fonte, que desempenham o papel de valor máximo do contrato; X_{BIO} , X_{EOL} : percentual de garantia física e capacidade de produção adquiridos de cada fonte e; h_t : número de horas no período t . Ao analisar do ponto de vista do gerador, como esse agente é detentor da usina hidrelétrica, considerou-se nula a despesa com este ativo, desprezando custos de O&M e investimento. As receitas recebidas pela venda de um contrato de quantidade de um determinado montante, definido como $E_v \cdot X_v$ (em MWm) a um preço P_v (em R\$/MWh) é:

$$\text{Receita} = P_v \cdot h_t \cdot E_v \cdot X_v + (G_{\text{tBIO}} \cdot X_{\text{BIO}} + G_{\text{tHIDR}} + G_{\text{tEOL}} \cdot X_{\text{EOL}} - h_t \cdot E_v \cdot X_v) \cdot \pi_{ts} \quad p/ t = 1, \dots, T \text{ e } s = 1, \dots, S \quad (3)$$

Na expressão (3), E_V representa a energia vendida e X_V é variável de decisão, definida no intervalo 0-100%, que expressa o percentual de quantidade que vai ser fornecido. Além disso, G_{tBIO} , G_{tHIDR} e G_{tEOL} são os perfis de produção (em MWh), em cada período t , da biomassa, hidrelétrica e eólicas. Plantas hidrelétricas e eólicas estão também submetidas a cenários estocásticos de índice (s), devido à natureza randômica de sua produção.

A quantidade de energia que poderá ser vendida tem que ser menor ou igual à garantia física somada das fontes que compõem o portfólio. Esta condição (restrição de “não alavancagem”) pode ser expressa pela seguinte desigualdade: $E_V \cdot X_V \leq E_{HIDR} + E_{BIO} \cdot X_{BIO} + E_{EOL} \cdot X_{EOL}$ (4)

8.0 - AVERSÃO AO RISCO E PORTFÓLIO ÓTIMO DE USINAS RENOVÁVEIS

Para representar o perfil de risco do gerador, escolheu-se as variáveis Value at Risk (α -VaR) e Conditional Value at Risk (α -CVaR). A primeira medida equivale à perda máxima provável de uma carteira para um nível de confiança α , ou seja, é o desvio entre o valor esperado e o valor localizado no percentil $(1-\alpha)$ da distribuição de resultados. A segunda medida corresponde ao valor esperado dos $(1-\alpha)$ piores cenários de receita. A restrição aos valores de VaR e CVaR foi o critério de risco utilizado para maximizar o retorno da comercialização da energia produzida pelas fontes. Restringiu-se, portanto, o VaR para valores maiores que 85% de uma receita de referência e o CVaR para valores superiores a 80% da mesma receita de referência constituída pela receita advinda da contratação de 100% da Garantia Física em contratos de longo prazo.

A abordagem utilizada na determinação da quantidade de energia a ser comprada de cada fonte foi o modelo de Markowitz para carteiras com mais de dois ativos com risco. Segundo Markowitz a relação entre a taxa de retorno esperado e o risco correspondente a este retorno depende da correlação existente entre os comportamentos dos ativos do portfólio. Calculou-se, então, o retorno e o risco para cada ativo, baseados na venda da garantia física na forma de contrato por quantidade com preço definido, valorando os desvios entre a produção com perfil sazonal e o montante vendido fixo ao preço spot. Em seguida estabeleceu-se a correlação entre os retornos de cada fonte, para ser possível o cálculo do retorno e risco da carteira e, assim, determinaram-se as ponderações de cada ativo que resultassem em risco mínimo.

9.0 - ESTUDO DE CASO

Supõe-se que o gerador seja capaz de assinar contratos de venda “por quantidade” com consumidores livres com preço fixado em R\$ 180,00/MWh pelo período de 5 anos (2015-2019)¹.

Serão realizadas duas análises, a primeira considera que uma empresa detentora de ativos de geração hidrelétrica compra os direitos de produção de uma eólica e/ou de uma biomassa (contrato por capacidade) para incorporar em seu portfólio e vender em forma de contrato “por quantidade” em energia firme. A questão para a empresa é determinar a quantidade de energia a ser comprada de cada fonte, o preço de compra e definir a estratégia mais indicada de contratação da produção garantida do empreendimento conjunto, de forma a maximizar os ganhos de comercialização sob condicionamento de critérios de risco pré-fixados.

A segunda análise, que nada mais é que uma variação do modelo de negócio anterior, foi definida de forma a utilizar a garantia física da empresa detentora de ativos de geração hidrelétrica para complementação da disponibilidade do portfólio de energia eólica e/ou biomassa, adquirido da compra de contratos de capacidade, sem a mistura da energia, apenas para hedge financeiro da exposição ao mercado spot. A estratégia prevê deslocamento de parte da garantia física existente do empreendedor, equivalente ao montante de exposição da usina eólica e/ou biomassa, de maneira que as exposições ao PLD sejam canceladas financeiramente. No entanto, tal estratégia de sazonalização da Garantia Física do portfólio de energia hidrelétrica convencional impacta a alocação de energia do mecanismo de realocação de energia – MRE e, por conseguinte, eventuais ganhos com secundária ou perdas com rebaixamento. Este condicionante foi, portanto, mensurado.

A formulação estocástica do problema requer um conjunto de cenários de preços spot (PLD), geração eólica e alocação de energia do Mecanismo de Realocação de Energia do qual faz parte a usina hidrelétrica, para permitir modelar as incertezas presentes no problema. Dessa forma, uma amostra de 63 cenários de preços mensais e energia alocada do MRE (baseados nos valores históricos de vazões) foram obtidas para um horizonte temporal de 5 anos. Ademais os cenários de geração eólica resultam do histórico reconstituído de 63 anos de um macro-sítio do Estado do Ceará, cuja energia mensal disponível é o resultado da multiplicação da Garantia Física pelo fator eólico, em cada mês e cenário do histórico. O comprimento da série histórica considerada (63 anos) decorre da reconstituição de anos de velocidades de vento a partir de modelos de mesoescala, tendo-se utilizado dados do NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration, que se iniciam em 1948.

A oportunidade de negócio leva em consideração a sazonalidade por meio da composição mensal da receita total. As usinas eólicas e as movidas a biomassa foram representadas na modelagem como não despacháveis pelo Operador Independente do Sistema, enquanto a hidrelétrica foi analisada como pertencente ao Mecanismo de

¹ A precificação de contratos e uma expectativa de tipos de contrato (prazo de início da entrega e duração) em função da liquidez do mercado, podem ser definidos com suporte de metodologia específica, tema de Tese de Doutorado em fase de conclusão, a ser apresentada em trabalho futuro.

Realocação de Energia, ou seja com despacho centralizado e com alocação de energia proporcional à geração de todas as hidrelétricas do mecanismo.

Análise I – Portfólio com mistura de energia – Resultados

Nas tabelas 1 e 3 estão as características das fontes de geração que poderão compor o portfólio do gerador. Neste caso definiram-se portfólios de acordo com a representatividade de usinas eólicas e biomassa. As tabelas 2 e 4 trazem o resumo dos resultados.

Tabela 1 - Composição do Portfólio com participação expressiva de energia eólica e biomassa

	Hidrelétrica	Eólica	Biomassa
Potência - MW	1820	450	450
Garantia Física - MWm	1000,0	223,9	236,3

Tabela 2 - Resultados

Portfólio	% Nível de Contratação Ótimo	Receita Ótima	Receita Ótima R\$/MWh	VaR	Desvio VaR/Receita Ótima	CVaR	Desvio CVaR/Receita Ótima
EOL	100,0%	\$ 404.901.048,99	206,46	\$ 80.721.050,86	19,9%	\$ 289.069.000,40	28,6%
HIDR	82,5%	\$ 1.444.326.836,09	164,88	\$ 95.996.323,74	6,6%	\$ 1.304.658.681,17	9,7%
BIOMASSA	100,00%	\$ 375.323.044,80	181,35	\$ 75.588.525,57	20,1%	\$ 275.875.939,43	26,5%
EOL+HIDR	90,0%	\$ 1.856.167.276,97	173,13	\$ 183.927.867,81	9,9%	\$ 1.622.916.173,69	12,6%
EOL+BIOMASSA	100,0%	\$ 780.224.093,79	193,57	\$ 156.432.330,75	20,0%	\$ 596.893.179,62	23,5%
HIDR+BIOMASSA	87,5%	\$ 1.822.349.616,11	168,28	\$ 130.214.994,23	7,1%	\$ 1.647.299.283,40	9,6%
HIDR + BIOMASSA + EOL	95,00%	\$ 2.238.003.463,55	174,97	\$ 275.048.175,32	12,3%	\$ 1.916.405.494,76	14,4%

Tabela 3 - Composição do Portfólio com menor participação de energia eólica e biomassa (Risco mínimo)

	Hidrelétrica	Eólica	Biomassa
Potência - MW	1820	120	111,5
Garantia Física - MWm	1000,0	59,7	58,5

Tabela 4 - Resultados

Portfólio	% Nível de Contratação Ótimo	Receita Ótima	Receita Ótima R\$/MWh	VaR	Desvio VaR/Receita Ótima	CVaR	Desvio CVaR/Receita Ótima
EOL	100,0%	\$ 107.973.613,07	206,46	\$ 21.525.613,56	19,9%	\$ 77.085.066,77	28,6%
HIDR	82,5%	\$ 1.444.326.836,09	164,88	\$ 95.996.323,74	6,6%	\$ 1.304.658.681,17	9,7%
BIOMASSA	100,00%	\$ 92.996.709,99	181,35	\$ 18.729.156,89	20,1%	\$ 68.355.927,21	26,5%
EOL+HIDR	85,0%	\$ 1.554.416.728,60	167,45	\$ 114.718.280,78	7,4%	\$ 1.395.149.961,53	10,2%
EOL+BIOMASSA	100,0%	\$ 200.970.323,05	194,03	\$ 40.039.184,75	19,9%	\$ 153.571.835,46	23,6%
HIDR+BIOMASSA	84,5%	\$ 1.538.764.726,56	165,94	\$ 107.911.119,94	7,0%	\$ 1.384.792.169,11	10,0%
HIDR + BIOMASSA + EOL	85,00%	\$ 1.646.255.314,01	168,06	\$ 98.210.669,49	6,0%	\$ 1.504.375.266,86	8,6%

O portfólio que resultou em maior retorno é composto pela planta eólica e a biomassa individualmente ou a combinação das duas fontes. No entanto, o risco incorrido é nitidamente maior, haja vista o grande desvio entre a média dos piores cenários de receita - CVaR e a receita esperada para estes portfólios, o que representa a perda de receita que o gerador está sujeito em decorrência da intermitência da geração destas fontes e a não existência de um mecanismo de hedge como o MRE para as hidrelétricas. A usina a biomassa sozinha não atende as restrições de risco impostas. Além disto, como o gerador já é detentor da usina hidrelétrica, as opções de portfólio são as que incluem tal fonte, ou seja, carteiras apenas de usinas eólicas ou a biomassa estariam descartadas.

É evidente o “hedge” que as fontes têm entre si e os benefícios que o investidor encontra quando explora a sinergia entre estas fontes. À medida que se aumenta a participação das fontes eólica e a biomassa no portfólio pode-se alavancar o % de contratação, mas em contrapartida há o acréscimo no risco. Com montantes mais reduzidos de compra das plantas eólica e biomassa, resultado da análise da carteira de risco mínimo, a sinergia é suficiente para alavancar a carteira, ao nível de risco fixado, permitindo pagar um preço de até R\$192,80/MWh pela aquisição da curva de geração de tais fontes, superior ao preço de venda de R\$ 180,00/MWh. Com montantes mais significativos, não se atinge a exigência de risco e o diferencial de preço entre compra e venda de sua geração tem função de alavancar tais fontes ao nível de risco fixado. Neste caso, pode-se pagar o valor de até R\$ 151,80/MWh atrelado ao valor de venda de R\$180,00/MWh.

Análise II – Portfólio Convencional + Incentivado – Resultados

O montante de energia da usina hidrelétrica equivalente à GF das fontes alternativas (Tabela 3) foi sazonalizado com perfil contrário à geração média das demais fontes. Assim, no período em que as plantas eólicas e a biomassa apresentarem uma geração inferior à GF (máximo volume que pode ser disponibilizado para contratação) a

alocação de energia à hidrelétrica será maior e compensará o déficit das fontes alternativas, sendo que o contrário também é válido.

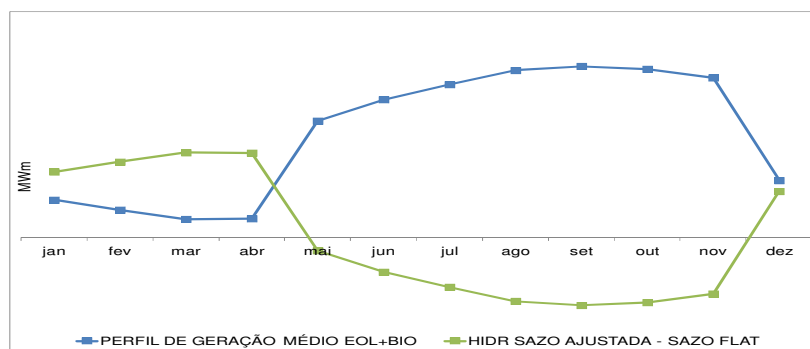


Figura 2 – Ajuste na sazonalização da usina hidrelétrica

No entanto, tal estratégia não exime o empreendedor de possíveis exposições, uma vez que levou-se em conta o perfil de geração médio da eólica e biomassa e, no caso da eólica a geração é estocástica e dependente das condições climáticas, o que faz com que sua geração apresente certa variabilidade em torno de sua média de longo termo. Além disto, nos momentos em que há déficit no MRE, principalmente devido a afluências ruins, a alocação de energia do mecanismo torna-se inferior à GF sazonalizada, gerando exposição ao conjunto.

O modelo, construído de forma a anular o impacto da estratégia de sazonalização à usina hidrelétrica imputando-o ao portfólio eólica+biomassa, teve como resultados:

Tabela 5 - Resultados

Portfólio	% Nível de Contratação Ótimo	Receita Ótima	Receita Ótima R\$/MWh	VaR	Desvio VaR/Receita Ótima	CVaR	Desvio CVaR/Receita Ótima
HIDR	82,5%	\$ 1.444.326.836,09	164,88	\$ 95.996.323,74	6,6%	\$ 1.304.658.681,17	9,7%
EOL+BIOMASSA' Pv= R\$180/MWh	100,00%	\$ 202.513.040,21	195,52	\$ 17.972.915,85	8,9%	\$ 170.686.348,07	15,7%
EOL+BIOMASSA' Pv= R\$210/MWh	100,00%	\$ 233.602.658,48	225,54	\$ 17.989.941,92	7,7%	\$ 201.764.615,62	13,6%

Com a mitigação do risco do portfólio eólica + biomassa, observado no menor desvio VaR e CVaR/Receita exposto na Tabela 5 em relação a Tabela 4, pôde-se avançar até 100% no nível de contratação ótimo. É possível ainda auferir ganhos adicionais de receita trabalhando-se com o preço de venda de energia incentivada ² de R\$ 210/MWh.

10.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um modelo para definir estratégias de contratação que combinam fontes de geração sazonal com padrões de produção complementares de energia. O modelo contribui para análises de mitigação de riscos hidrológicos, de escassez de ventos e de indisponibilidade de combustível, com maximização de receita, proporcionando um fornecimento de energia firme e competitiva. Um estudo de caso prático foi mostrado, com dados do sistema brasileiro. Este modelo contribui com o apoio à decisão de estratégias de negócios que visam aproveitar o potencial de hidrelétricas, usinas eólicas e cogeração de bagaço de cana.

11.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M.V. Pereira e S. Granville, "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, N°3, August 2009;
- [2] Marinho, Raoni Rugai, "Estudo de Alternativas de Comercialização para Alavancar a Viabilidade Econômica de Usinas Eólicas no Parque Gerador Brasileiro" – Projeto de Formatura/ 2011 – Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos.
- [3] E. Guarnier, L.A.S. Camargo, D.S. Ramos, "Incorporando os Efeitos da Complementaridade Hidro-Eólica na Formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica" – XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - Maio/2012.
- [5] Securato, J. R. 1996. "Decisões Financeiras em Condições de Risco". Editora Atlas S.A. São Paulo.
- [6] Markowitz, H.M. 1952. "Portfolio Selection". The Journal of Finance, Vol. 7, Ed. 2. Março de 1952.

² A venda da energia como incentivada é possível quando se adquire energia de um conjunto de usinas caracterizadas como fontes incentivadas, com potência instalada de até 30 MW cada uma.

[7] Susteras, G.L., Ramos, D.S., Chaves, J.R.A., Susteras, A.C.V. J.2011. "Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation", 8° International Conference on the European Energy Market, Zagreb.

12.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Nome: Luísa Helena Machado Ribeiro

Nascimento: Brasília – DF – Brasil, 1986

Graduação: Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá – 2010

Pós Graduação: Mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – em conclusão em 2015

Experiência Profissional: Planejamento da Expansão na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, Estudos Elétricos e Gestão de Energia na Andrade & Canellas, Planejamento Energético e Gestão de Risco na AES Brasil.