



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

BR/GCR/01  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO – VI**

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

**MODELO DE NEGÓCIO PARA VIABILIZAÇÃO ECONÔMICA E MITIGAÇÃO DE RISCOS DE MERCADO DE  
PROJETOS DE COGERAÇÃO A BIOMASSA QUANDO ASSOCIADOS A EMPREENDIMENTOS  
HIDRELÉTRICOS**

**Ewerton Guarnier(\*)  
Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo**

**Dorel Soares Ramos  
Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo**

**RESUMO**

O Informe Técnico apresenta um modelo de negócios para estabelecimento de portfólio de geração formado por Empresa Hidrelétrica e empreendimento de cogeração a biomassa.

Visando facilitar uma negociação, assumiu-se na modelagem comercial que a Empresa Hidrelétrica iria adquirir a “curva de geração” da biomassa, incorporando à sua Garantia Física e negociando a venda do total de lastro disponível, assumindo riscos de mercado na comercialização e, por consequência, mitigando completamente riscos de mercado do empreendedor de cogeração. Foram estudadas combinações de parâmetros, obtendo-se preço máximo e composição do portfólio ótimo para cada valor de preço de compra da energia cogerada.

**PALAVRAS-CHAVE**

Complementaridade, Portfólio, Biomassa, Comercialização de Energia, Análise de Risco

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O Brasil apresenta uma característica incomum em relação à grande maioria dos países, no que concerne à geração de energia, posto que cerca de 80% da energia elétrica gerada é proveniente de usinas hidrelétricas, fato que gera duas consequências importantes para o cenário energético brasileiro:

- (i) na maior parte do tempo o custo da energia elétrica é extremamente baixo;
- (ii) por outro lado, a dependência do regime pluvial gera grande volatilidade nos preços da energia no mercado de curto prazo e, com isso, torna a contratação de energia e o gerenciamento de riscos uma atividade complexa e objeto de muitas discussões e análises.

Os riscos no ambiente de comercialização decorrem da grande variação a que os preços da energia estão sujeitos no mercado de curto prazo, mas que podem ser amenizados com a realização de contratos de longo prazo. Além disso, permitem aos geradores obter receitas garantidas no horizonte de longo prazo e assim alavancar os investimentos para aumentar a capacidade de produção de energia para fazer frente aos compromissos contratuais. De outro prisma, sob o ângulo dos consumidores, contratos de longo prazo rebatem em certa imunização à volatilidade dos preços da energia.

Dentro desse prisma, o gerador seria levado a vender todo o montante de sua Garantia Física (Placa) em contratos de longo prazo e, de fato, análises simplificadas dos riscos de comercialização de energia, focando apenas a expectativa de ganhos de receita, com objetivo de maximização, corroboram com essa percepção.

(\*) Rua Ourânia, n° 58, apartamento 84 – CEP 05445-030 São Paulo, SP, – Brasil  
Tel: (+55 11) 98160-6624 – Fax: (+55 11) 2532-3312 – Email: eguarnier@usp.com

Ocorre que uma análise mais rebuscada, em que se pondere os riscos de exposição financeira nos momentos em que o gerador tenha que adquirir uma complementação de energia no mercado de curto prazo, pode alterar substancialmente a decisão.

Na busca de exploração da sinergia existente entre fontes de geração complementares, uma geradora hidrelétrica pode aferir a atratividade de comercialização de energia a ser produzida por plantas de cogeração a biomassa, reduzindo a sua exposição no mercado de curto prazo nos meses em que gera menos energia e, ao mesmo tempo, mitigando o risco de geração da biomassa nos meses do período úmido, em que esta não tem geração, por estar em período de entressafra.

No presente estudo foi elaborado o modelo de negócios para o estabelecimento de um portfólio de geração formado pelas plantas hidrelétricas de uma Geradora Hidrelétrica de grande porte e um ou mais empreendimentos de cogeração a biomassa.

Neste modelo, a Geradora adquire a “curva de geração” da biomassa, incorporando Garantia Física a seu portfólio e, na sequência, negociando a venda do total de lastro disponível, de tal forma a assumir todos os riscos de mercado na comercialização e, por consequência, mitigando completamente os riscos de mercado do empreendedor de cogeração. Para que o negócio pudesse resultar atraente do ponto de vista da Geradora, nessas condições, foram estudadas diversas combinações de parâmetros, desde o preço de compra da curva de geração da biomassa, até o critério de risco a ser considerado, obtendo-se o preço máximo de compra e a composição do portfólio ótimo para cada valor de preço de compra da energia cogerada considerado.

Foram realizadas simulações de avaliação da complementaridade energética e identificação do “hedge” financeiro dessas fontes quando comercializando energia de forma conjunta. Para maior robustez dos resultados, posto se estar buscando subsídios para uma efetiva tomada de decisão por uma empresa Geradora, foram utilizados cenários para algumas variáveis chave, com o intuito de robustecer as indicações das condições de contorno do negócio. Os resultados encontrados foram bastante interessantes, sinalizando que há espaço para viabilizar a compra de expressivo montante de energia cogerada por parte da empresa Geradora, com ganhos reais em relação à situação da empresa isolada.

## 2.0 - CENÁRIOS

Em ambientes de incerteza, como é o caso do setor elétrico no Brasil, a elaboração de cenários se constitui importante ferramenta para que as empresas do setor possam adquirir uma visão de longo prazo de seu desempenho, facilitando, assim, a elaboração de seu Plano de Negócios e a tomada de decisões estratégicas.

Não obstante, a previsão de eventos futuros não é uma tarefa fácil tanto para o planejador, quanto para o tomador de decisões. A incerteza concernente à realização destes eventos faz com que a construção de um cenário, por mais embasada teoricamente que seja, se torne apenas uma expectativa de realização por parte do planejador. Para maiores detalhes, consultar (1).

As experiências anteriores mostram que é de extrema importância a criação de cenários alternativos que levem em consideração as condições de estresse e que estes cenários devem ser analisados sob a ótica sistêmica, ou seja, deve ser analisada a resposta que o sistema dará quando, e se, houver um destes cenários.

No setor de energia elétrica, a primeira etapa para a formulação de cenários é a análise das projeções realizadas pelos órgãos governamentais. No presente caso, o estudo desenvolvido focou a análise de cenários de demanda e oferta de energia e, mais especificamente, focou o desempenho de variáveis que são refletidas na formação do preço de liquidação de diferenças (PLD) e na geração de energia das usinas do MRE, que impactarão, por sua vez, o risco de comercialização de energia no curto prazo. Para tanto, foi construído um cenário de referência, baseado nos cenários disponibilizados pelos órgãos governamentais, como também cenários alternativos ou criticados, com variações em torno do cenário de referência. Após a formulação dos cenários, suas características devem ser replicadas para simulação com suporte do Modelo NEWAVE, que permite obter os PLDs no horizonte de estudo e da Geração Total do MRE que será necessária para a determinação da energia alocada nas usinas que participam deste mecanismo.

A definição dos cenários alternativos por parte do planejador deve ser feita utilizando-se de seus conhecimentos específicos e das informações a que se tem acesso. Por esta etapa ser de grande importância para as empresas do setor de energia elétrica, geralmente não é deixada nas mãos de um único responsável e deve passar por comitês ou grupos de estudo que validam as premissas utilizadas e adotam os cenários resultantes para todas as áreas dentro da empresa.

Para o estudo a ser apresentado, 3 cenários foram elaborados, conforme apresentado na figura 1.

	Demanda	Oferta
Alto	Cenário oficial do PDE 2021, com acréscimo de 0,5 p.p na taxa de crescimento.	Cenário oficial do PDE 2020, com: - Atraso de 2 anos das usinas de Bertin. - Atraso de 1 ano de Angra 3 - Atraso de 1 ano em Belo Monte - Atraso de 1 ano em Teles Pires
Referência	Cenário oficial do PDE 2020.	Cenário oficial do PDE 2020.
Baixo	Cenário oficial do PDE 2021.	Cenário oficial do PDE 2020, com: - Atraso de 2 anos das usinas de Bertin.

Figura 1. Cenários de oferta e demanda de energia.

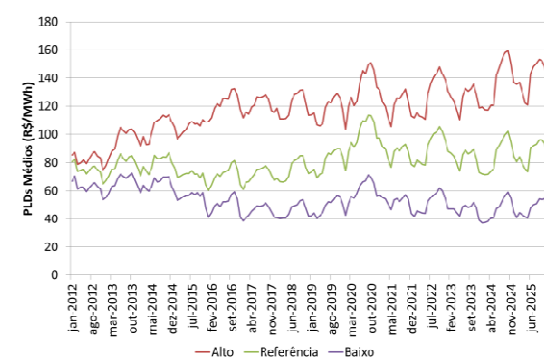


Figura 2. Média do PLD para os 3 cenários

A Figura 2 apresenta a média do PLD para os 3 cenários simulados. O PLD foi calculado limitando-se os valores de CMO no teto e no piso, que atualmente montam 727,52 R\$/MWh e 12,20 R\$/MWh, respectivamente.

Outra variável que será utilizada é a energia alocada das usinas participantes do MRE no horizonte de estudo. A determinação desta variável dependerá, além do valor da Garantia Física do empreendimento, da Geração do MRE e da Garantia Física do MRE, conforme ilustrado a seguir:

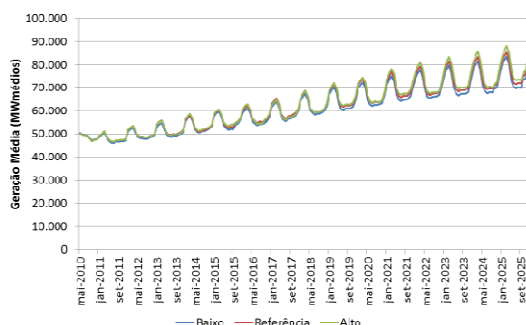


Figura 3. Geração média do MRE para cada cenário.

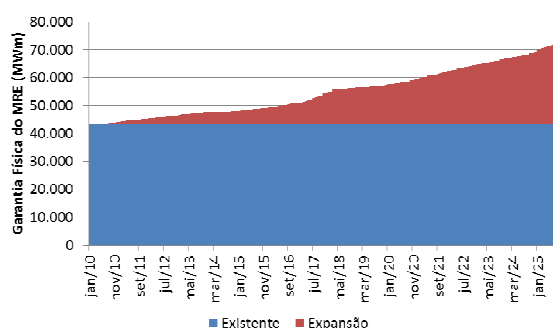


Figura 4. Projeção da GF do MRE - Baixo e Referência.

A Garantia Física do MRE é determinada pela soma das Garantias Físicas de todas as usinas que fazem parte do referido mecanismo. Estes valores são definidos em portarias publicadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para cada usina e unidade geradora, quando na fase de motorização. A Figura 4 apresenta a projeção da Garantia Física do MRE segregada em usinas que já se encontram em operação comercial (Existente) e aquelas que ainda não entraram (Expansão).

Após a construção dos cenários por parte da equipe de estudo, seguiu-se uma etapa de avaliação e escolha do cenário mais coerente para a realização das simulações com o modelo de negócios. O cenário alto foi escolhido para a realização do estudo devido a sua maior probabilidade de ocorrência.

### 3.0 - MODELO DE NEGÓCIO

O modelo de Negócios, aplicado à empresa individualmente considerada, contempla a geração de energia hidrelétrica a partir do parque gerador existente e um montante de energia alocada, para fins de comercialização, proveniente da aplicação do MRE a todo parque gerador hidrelétrico interligado, que oferece respaldo físico aos contratos bilaterais de venda de energia.

A receita líquida da empresa, para cada ano “a”, mês “m” e série hidrológica “s”, provém do balanço entre a receita de contrato e o resultado do mercado de curto prazo, que pode ser positivo ou negativo, dependendo do montante de energia alocada pelo MRE frente ao montante contratado bilateralmente. A Figura 5 resume o Modelo de Negócios da empresa aplicável à situação vigente da empresa.

A idéia da associação da empresa hidrelétrica com uma empresa de cogeração visualiza dois negócios independentes, quais sejam :

- Empresa hidrelétrica adquirindo energia da SPE e comercializando no mercado, a partir de um “mix” que contempla a sua produção hidrelétrica mais a energia cogerada.
- Empreendedor de cogeração recebendo pagamento pela energia produzida e entregando a sua “curva de geração” à empresa hidrelétrica.

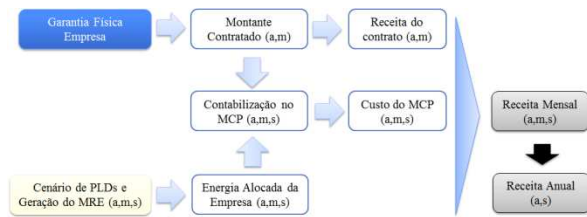


Figura 5. Modelo de Negócio para a empresa hidrelétrica individualmente.

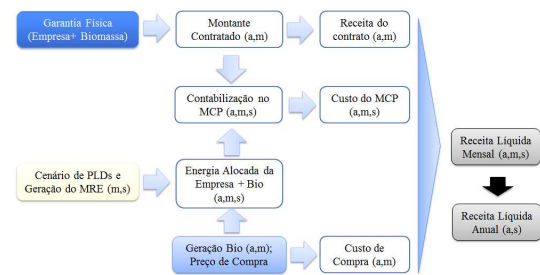


Figura 6. Modelo de negócio para a empresa hidrelétrica comprando a “curva de geração” da usina movida à biomassa.

Nesse âmbito de premissas, em que a empresa hidrelétrica literalmente “compra a curva de geração” da biomassa, mitigando totalmente o risco de comercialização da SPE, o preço de compra pago não deve incluir prêmio de risco e pode ser mais baixo já que todo o risco de Mercado é alocado na empresa hidrelétrica.

Nesse modelo, a receita líquida da empresa hidrelétrica será composta pela receita de venda da energia do portfólio (empresa hidrelétrica + Biomassa) comprometida em contrato, descontando-se o custo da liquidação da energia no Mercado de Curto Prazo e o custo de compra da energia gerada pela Biomassa. A Figura 6, por sua vez, ilustra o algoritmo de cálculo a ser utilizado nas simulações do Modelo de Negócios preconizado.

Na modelagem de cálculo implementada no modelo, acrescentou-se uma facilidade para calcular os valores de receita ponderando a incidência de impostos sobre as transações, já que o objetivo do estudo é proporcionar subsídios para uma decisão efetiva e, por conseguinte, os valores apurados para os condicionantes de negociação tem que ser os mais precisos possíveis.

A receita líquida da empresa hidrelétrica após impostos será composta pela receita de venda da energia do portfólio (empresa hidrelétrica + Biomassa) comprometida em contrato, descontando-se o custo da liquidação da energia no Mercado de Curto Prazo e o custo de compra da energia gerada pela Biomassa e os impostos incidentes.

### 3.1 Dados da Empresa e do Contrato de Venda

Para as simulações, foram utilizadas as premissas listadas a seguir, sem perda de generalidade, posto que a modelagem desenvolvida facilmente permite realizar sensibilidades quanto ao preço e a sazonalidade do Contrato de Venda.

- Preço de venda do contrato = 100,00 R\$/MWh
- Sazonalização do contrato = flat
- Garantia Física da Empresa Hidrelétrica = 150 MW médios

Um primeiro conceito importante a ressaltar, posto que será a base para a fixação dos critérios para estabelecer patamares de risco de mercado a ser assumido, é o conceito de Receita de Referência, que é aquela que a empresa teria contabilizando-se anualmente apenas a receita do contrato, ou seja, sem considerar a interação com o Mercado de Curto Prazo, ou que o valor anual resultante desta interação seja nulo. Neste caso, a receita de referência da empresa hidrelétrica é de R\$ 157.680.000,00 R\$/Ano.

Por sua vez, o Valor Presente Líquido (VPL) de Referência, para uma dada taxa de desconto, é aquele que a empresa hidrelétrica teria considerando como receita anual a Receita de Referência. Neste caso, o VPL de Referência é de 856.647.937,00 para os 9 anos de estudo (2012 à 2020) e para uma taxa de desconto de 12%.

Cada combinação de portfólio e de percentual de garantia física comprometida em contrato, terá 2000 valores de receitas líquidas anuais para cada ano do horizonte de estudo e 2000 valores de VPL – Valor Presente Líquido. Algumas destas séries apresentam o risco real que a empresa hidrelétrica está exposta.

A Receita Esperada para o horizonte de estudo é a Receita Líquida Anual Média e o Conditional Value at Risk (CVaR) é o parâmetro que mede o risco do portfólio, representando a média dos 5% piores casos de Receita Líquida Anual.

O objetivo da empresa hidrelétrica é o de maximizar a sua Receita Líquida Anual Esperada respeitando os critérios de risco, que será a limitação mínima do CVaR em 80% da Receita de Referência (126.144.000,00 R\$/ano).

## 4.0 - RESULTADOS

Nesse Capítulo, são apresentados resultados de simulações obtidos com a modelagem computacional e o modelo de negócios desenvolvidos, que permitiram estabelecer recomendações quanto às condições de contorno que garantem atratividade empresarial mínima do ponto de vista da empresa hidrelétrica, para a assunção da energia a ser produzida pela SPE de cogeração a biomassa em perspectiva e a comercialização de um portfólio de geração composto pelo parque gerador da empresa hidrelétrica existente e a energia adquirida da SPE.

### 4.1 Sensibilidade com as séries históricas

Inicialmente, simulou-se a empresa hidrelétrica isolada do ponto de vista comercial, isto é, tendo apenas o seu parque gerador próprio para comercializar a energia produzida. Nessas condições, utilizou-se o modelo de negócio para verificar apenas os valores extremos e médios de Receita Líquida a serem atingidos, quando se utiliza séries de PLDs obtidos exclusivamente para o Histórico de Vazões Naturais.

O cenário utilizado foi o Cenário Alto, assumindo-se uma contratação de longo prazo de 100% da Garantia Física, sendo que os resultados obtidos estão apresentados nas Figuras 7 e 8 a seguir.

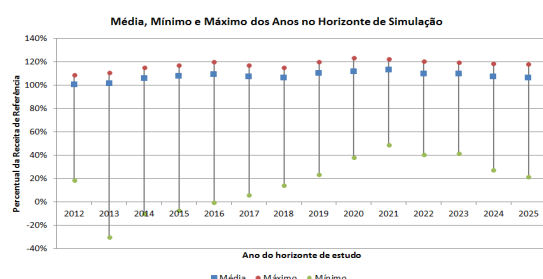


Figura 7. Empresa Hidrelétrica Isoladamente.

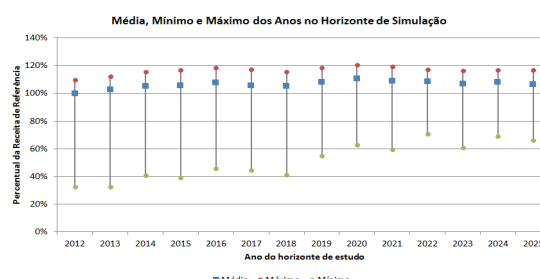


Figura 8. Empresa Hidrelétrica + Biomassa (150 MWm).

Observa-se na figura 7 que a média das receitas ficou acima da receita de referência (100% do eixo vertical) em todo o horizonte de estudo e a receita anual mínima chega a aproximadamente -20% da receita de referência em 2013 para o caso em que a hidrelétrica comercializa individualmente a sua receita.

Posteriormente, simulou-se o comportamento da receita da empresa hidrelétrica para o caso em que houvesse uma usina de cogeração à biomassa em seu portfólio, com Garantia Física de 150 MWmédios. Verifica-se que a média se manteve praticamente igual ao caso sem biomassa, mas a receita mínima teve uma significativa melhora, passando de aproximadamente -20% a aproximadamente 40% da receita de referência. Esta avaliação considera que a usina movida à biomassa faz parte do portfólio de usinas da empresa hidrelétrica e é utilizada para demonstrar que existe uma estabilização das receitas, principalmente nos piores casos representados pelo mínimo das séries históricas, quando se associa uma usina hidrelétrica com uma usina movida à biomassa.

### 4.2 Otimização da rentabilidade

Os estudos desenvolvidos na etapa final dos trabalhos visaram definir as condições de contorno para as futuras negociações entre a empresa hidrelétrica e a SPE de cogeração a biomassa, com foco na maximização do retorno a partir da fixação de preços de compra máximos para a energia cogorada, de modo a se atingir rentabilidade aceitável para a empresa hidrelétrica.

Os resultados serão apresentados apenas para o cenário denominado de “Alto”, posto que atualmente esse é o cenário certamente mais plausível no horizonte de interesse para os estudos.

A Figura 9 ilustra o desempenho da empresa hidrelétrica atual, isoladamente considerada, permitindo aferir a Receita esperada e o correspondente nível de risco em função do percentual da Garantia Física da empresa contratado bilateralmente a longo prazo.

A empresa hidrelétrica quando comercializando de forma isolada atende ao critério de risco na região em torno de 80% da GF em contrato. A máxima receita esperada, respeitando-se o critério de risco, é de 109% da Receita de Referência correspondente a 75,5% de percentual contratado.

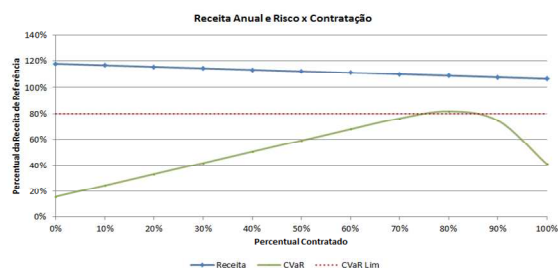


Figura 9. Empresa Hidrelétrica Isoladamente.

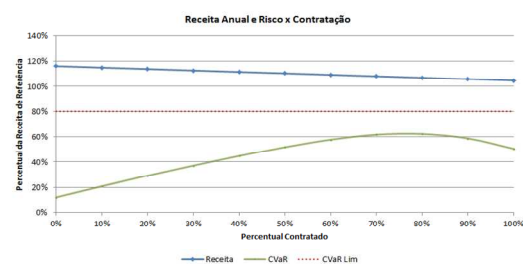


Figura 10. Empresa Hidrelétrica + Biomassa (150 MWm).

A Figura 10 ilustra uma situação semelhante, porém agora aplicada à uma central de biomassa comercializando de forma isolada, nas mesmas condições que o caso avaliado para a empresa hidrelétrica.

A Central de Biomassa sozinha não atende ao critério de risco em qualquer valor de percentual contratado. O máximo CVaR obtido é de 62,6% da Receita de Referência, correspondente a 76,29% da GF em contrato, resultando em uma Receita Esperada de 107,3% da Receita de Referência.

Associando agora a empresa hidrelétrica e uma central de biomassa, de acordo com o modelo de negócio proposto anteriormente, verifica-se na Figura 11 que ocorre uma sinergia e se obtêm resultados melhores para a associação (Empresa Hidrelétrica + Biomassa) do que para cada agente quando comercializando de forma isolada.

Os resultados estão apresentados de tal forma que para cada preço de compra se indica a (i) potência de biomassa que associada à empresa hidrelétrica permite maximizar o Valor Presente Líquido do fluxo de Receitas Líquidas da empresa hidrelétrica; (ii) o percentual ótimo de contratação em contratos bilaterais de longo prazo, com preço de R\$ 100,00 / MWh; (iii) o Valor Presente Líquido Médio do fluxo de Receitas Líquidas (VPLLI Médio) em percentual do VPL de Referência; e, finalmente, o CvaR(5%) do Valor Presente Líquido do fluxo de Receitas Líquidas (VPLLI CvaR) em percentual do VPL de Referência.

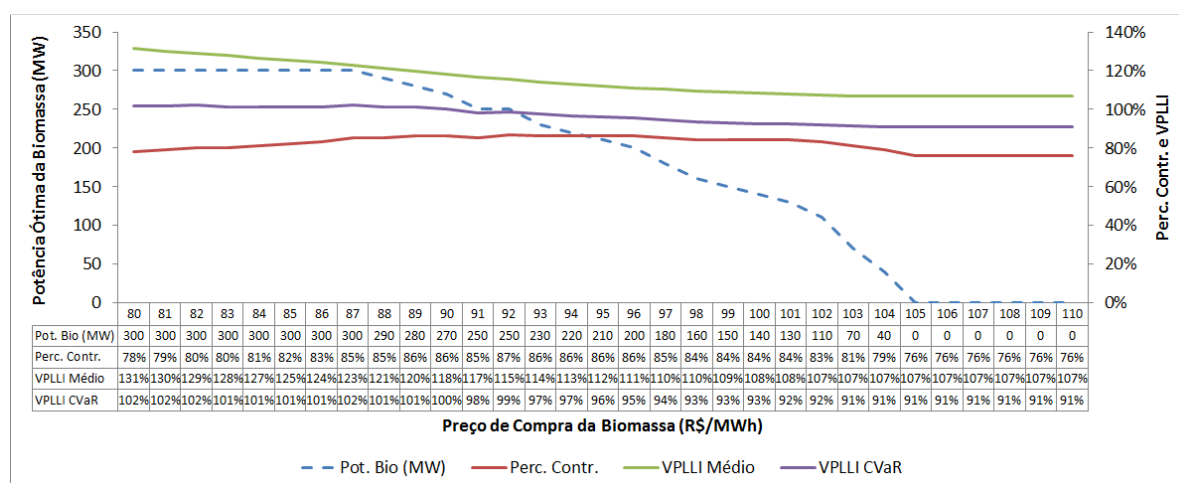


Figura 11. Otimização da compra da "curva de geração" da biomassa para o Preço de Venda de 100 R\$/MWh.

Observa-se que a Potência ótima da biomassa se mantém no valor máximo de 300 MW até o preço de compra de 88 R\$/MWh. A consideração de um portfólio se mostra vantajosa até o preço de compra atingir 104 R\$/MWh, sendo que, a partir daí, o melhor portfólio é formado apenas pelas usinas da empresa hidrelétrica (Potência Biomassa Ótima = 0 MW). O que ocorre é que a partir desse ponto a sinergia da associação é insuficiente para alavancar a atividade ao negócio, que permitisse pagar um preço de compra superior ao preço de venda.

Uma questão interessante seria o porque a associação da empresa hidrelétrica com uma cogeração de 300 MW, por exemplo, impõe que para existir atratividade é necessário comprar a energia da biomassa por um valor inferior ao preço de venda. Como se afirmou que existe sinergia, surge a dúvida do porque não é possível sequer pagar o preço de venda pela energia comprada.

A resposta é obtida ao se lembrar que a biomassa sozinha não preenche a exigência de risco fixada e, por conseguinte, o diferencial de preço tem função de justamente alavancar a biomassa ao nível de risco fixado. Com montantes mais reduzidos de biomassa, a sinergia é suficiente para por si só gerar essa alavancagem e se poderia pagar um preço de compra superior ao preço de venda.

Fazendo-se agora uma análise de sensibilidade em relação ao preço de venda da energia, assume-se que os



contratos de longo prazo possam ser comercializados por um preço de R\$ 120,00 / MWh.

Os resultados obtidos serão apresentados na mesma sequência que no item anterior, quando se parametrizou o preço de venda em R\$ 100,00 MWh. Por conseguinte, apresenta-se nas Figuras 12 e 13 os resultados para a Empresa Hidrelétrica e a Central de Biomassa comercializando de forma isolada a sua própria Garantia Física, na premissa de contratos de venda “flat” e condicionamento de risco pelo CVaR Limite de 80% da Receita de Referência.

Nota-se que a Empresa Hidrelétrica sozinha atende ao critério de risco na região em torno de 80% da GF em contrato. A máxima receita esperada, respeitando-se o critério de risco, é de 104,3% da Receita de Referência e corresponde a 87,69% de percentual contratado.

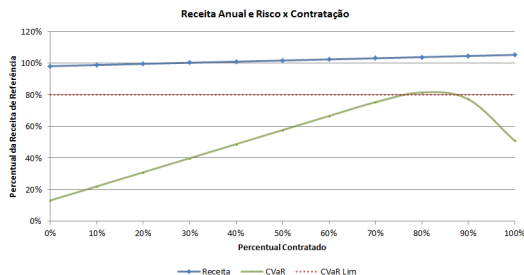


Figura 12. Empresa Hidrelétrica Isoladamente.

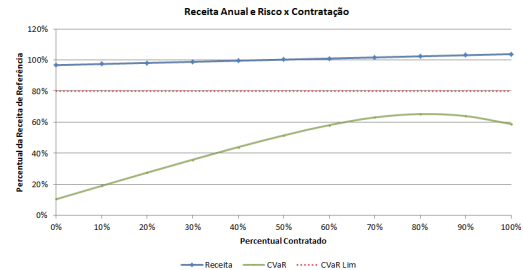


Figura 13. Empresa Hidrelétrica + Biomassa (150 MWm).

Observa-se que a Central de Biomassa sozinha não atende ao critério de risco em qualquer valor de percentual contratado. O máximo CVaR obtido é de 65,2% da Receita de Referência, correspondente a 81,56% da GF em contrato, resultando em uma Receita Esperada de 102,5% da Receita de Referência.

Configurando-se um Portfólio de comercialização, pela associação entre a empresa hidrelétrica e uma central de cogeração, da mesma forma que no item anterior surge uma sinergia decorrente da complementaridade sazonal entre a geração hidrelétrica e a geração a biomassa, de onde decorrem os resultados apresentados na Figura 14. Com contratos de longo prazo com perfil “flat”, a Potência ótima da biomassa se mantém no valor máximo de 300 MW até o preço de compra de 106 R\$/MWh. O percentual contratado se mantém em torno de 90% da GF, valor maior que os 87,69% que maximizam o retorno na EMAE comercializando apenas a sua Garantia Física.

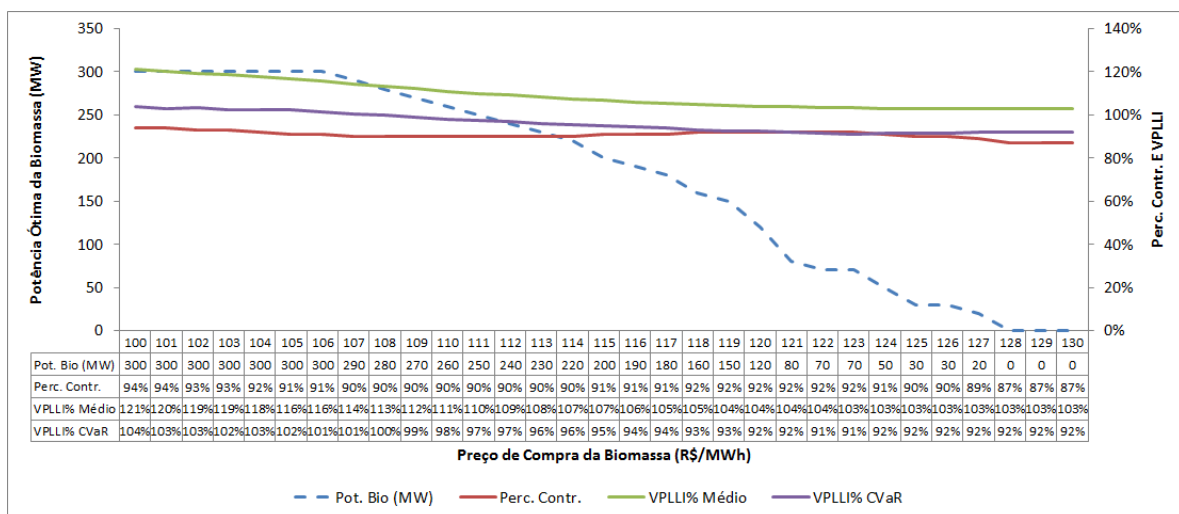


Figura 14. Otimização da compra da “curva de geração” da biomassa para o Preço de Venda de 120 R\$/MWh.

## 5.0 - CONCLUSÃO

No trabalho apresenta-se simulações com software especializado para avaliação da complementaridade energética e identificação do “hedge” financeiro entre uma Empresa Geradora Hidrelétrica e um Projeto de Cogeração a Biomassa, quando comercializando energia de forma conjunta. Para maior robustez dos resultados, posto se estar buscando subsídios para uma efetiva tomada de decisão pela alta direção da Hidrelétrica, foram utilizados cenários para algumas variáveis chave, com o intuito de robustecer as indicações das condições de contorno do negócio. Os resultados encontrados foram bastante interessantes, sinalizando que há espaço para viabilizar a compra de expressivo montante de energia cogorada por uma Geradora Hidrelétrica, com ganhos reais em relação à situação hoje vigente.

A questão a ser avaliada pelo empreendedor de Biomassa é se o preço de compra máximo a ser oferecido pelo comprador de sua geração é próximo àquele que os empreendimentos de cogeração obteriam disputando com as eólicas em Leilões de Energia Nova do ACR.

Para viabilização da parceria entre Geradora Hidrelétrica e um ou mais Projetos de Cogeração a Biomassa, recomenda-se um modelo de negócio em que a Hidrelétrica compra a “curva de geração” da biomassa, mitigando o risco de mercado do empreendimento, comercializando a energia “mixando” com a sua energia alocada (MRE). A definição do valor máximo que pode ser pago pela energia comprada depende do cenário de preços para os contratos de venda e do nível de sazonalização admitido, além, é claro, de depender do risco aceitável para o fluxo de caixa das Receitas Líquidas da empresa. Em um cenário conservador para os preços de venda (R\$ 100 / MWh), um risco expresso por um CVaR de 80% da Receita de Referência e perfil sazonal “flat” para os contratos de venda, a Hidrelétrica poderia adquirir energia de um Projeto a Biomassa de até 300 MW de potência Instalada, pagando um preço de até R\$ 88 / MWh, com assunção de todos os riscos de comercialização.

Para pagamento de valores mais elevados pela energia gerada, haveria que flexibilizar o critério de risco adotado, ou ainda reduzir a energia comprada do Projeto de Biomassa. Projetos de Biomassa de 40 MW instalados permitiriam pagar até 4% acima do preço de venda da energia “mixada” ao mercado. A comercialização de um Projeto de 300 MW de Potência Instalada, mesmo adotando-se o preço de compra mais elevado, que ainda esteja situado na região de viabilidade, permitiria obter um VPL LI (Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa das Receitas Líquidas) superior a 120% do VPL de Referência.

Finalmente, convém destacar que concebendo um negócio com um Projeto de Biomassa de porte (300 MW de Potência Instalada, por exemplo), a EMAE vai minimizar o risco de receitas extremamente baixas na hipótese de hidrologias episodicamente severas, além de na grande parte do tempo encontrar uma maximização de suas receitas operacionais (VPL LI - Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa das Receitas Líquidas - superior a 120% do VPL de Referência). São ganhos indiretos que não estão computados na definição dos preços a pagar para o Projeto de Biomassa.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BUARQUE, S. C. (2003). "Metodologia e Técnicas de Construção de Cenários Globais e Regionais". Brasília: IPEA.
- (2) VITORINO, Roney Nakano - "Análise de Estratégias de Comercialização de Energia para Consumidores Livres no Novo Ambiente Institucional do Setor Elétrico Brasileiro"; Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP 2005.
- (3) BARROS, Paulo Vinícius e MATSUMATO, Luiz Daniel Maffey - "Análise de Estratégias de Comercialização de Energia para Pequenas Centrais Hidrelétricas no Novo Ambiente Institucional do Setor Elétrico"; Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP 2007.
- (4) VANTON Dias, Natália - "Estratégias de Comercialização de Energia para um Portfólio de Usinas: Análise da Complementaridade Energética e Mecanismo de Hedge"; Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP 2008.
- (5) ALEXANDER, G.J. and BAPTISTA A.M. 2004. "A Comparison of VaR and CVaR Constraints on Portfolio Selection with the Mean-Variance Model". Management Science, 2004. 50(9): p. 1261-1273.
- (6) BRUNO S. V. B. 2008. "Otimização de Portfólio de Ativos Reais Utilizando uma Medida de Risco Coerente". Rio de Janeiro, 2008. 61p. Dissertação de Mestrado — Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada - IMPA.
- (7) DENTON, M. PALMER and A. MASIELLO, R. et Al. 2003. "Managing Market Risk in energy", IEEE Transactions on Power Systems, v.18, n.2, PP.494-502.
- (8) FORTIN, S. F. KHABAROV N. OBERSTEINER M. SZOLGAYOVA J. 2007. "An Integrated CVaR and Real Options Approach to Investments in the Energy Sector". Economics Series 209. ISSN: 1605-7996. Dep. of Economics and Finance, Institute for Advanced Studies (IHS). Acessível em: [www.ihs.ac.at](http://www.ihs.ac.at).
- (9) STREET, A.; BARROSO L. A.; FLACH B. PEREIRA; M. V. GRANVILLE S. 2009. "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets". IEEE Transactions on Power Systems, Aug. 2009, Vol. 24, no. 3, pp. 1136–1144.