



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

BR/GCR/08  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - VI**

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

**UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA APOIO À DECISÃO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE FONTES ALTERNATIVAS**

**Mauro A. G. Sierra(\*)**  
Plan4/UFSC

**Vitor L. de Matos**  
Plan4

**Brigida U. Decker**  
Plan4/UFSC

**Erlon C. Finardi**  
UFSC

**André A. S. Milanezi**  
CELESC

**RESUMO**

Este artigo apresenta uma metodologia de suporte à decisão na comercialização de energia elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Para tanto, são consideradas as especificidades do mercado brasileiro (como a sazonalização e a penalidade por insuficiência de lastro), os aspectos estocásticos (como preço e geração) e as características das fontes de geração na busca pela maximização do retorno esperado da empresa. Para mostrar a eficiência do modelo proposto, é apresentado um caso de estudo considerando que um agente com um conjunto de usinas pode assinar contratos de até dois anos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Comercialização de Energia, Ambiente de Contratação Livre, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Otimização Estocástica, Programação Dinâmica Dual Estocástica.

**1.0 - INTRODUÇÃO.**

No modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) estão definidos dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR encontram-se os consumidores cativos, atendidos pelo distribuidor local e com tarifas e condições reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No ACL encontram-se os comercializadores, consumidores livres e especiais, aptos a comprar energia diretamente de fornecedores, desde que atendidas as condições estabelecidas pela legislação vigente.

Os agentes de geração podem comercializar sua energia tanto no ACR quanto no ACL. No caso do ACL, a comercialização pode ser para comercializadores e consumidores livres, sendo que uma pequena parcela denominada fontes incentivadas pode vender também para consumidores especiais. Dentre esses, encontram-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Assim como todos os agentes do mercado, as PCHs participam do Mercado de Curto Prazo (MCP), que valora as diferenças entre as quantidades contratadas e as efetivamente geradas. Essa valoração tem como principal parâmetro o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que não pode ser previsto com exatidão no momento da tomada de decisão. Adicionalmente à incerteza do PLD, as PCHs também estão expostas à incerteza das afluências. Para mitigar os riscos envolvidos com a exposição a baixos valores do PLD no MCP, o agente que detém PCHs pode assinar contratos bilaterais no ACL, comercializar

(\*) Rua Lauro Linhares, nº 2055, sala 707, Torre Max – CEP 88.036-003 Florianópolis, SC – Brasil  
Tel: (+55 48) 3025-7564 – Email: maurogza@gmail.com / contato@plan4.com.br

energia por meio de leilões realizados no ACR ou ambos. Porém, o risco da geração ser insuficiente para cumprir o contrato ainda existirá e, portanto, ficará exposto quando o valor do PLD for maior do que o firmado em contrato. A impossibilidade de cada agente ter o domínio de sua própria geração, devido ao despacho centralizado e incerteza das afluições, levou à criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo procura compartilhar os riscos hidrológicos entre seus integrantes, onde as PCHs podem decidir se participam do MRE.

Diante dessa realidade, o foco principal deste artigo consiste em abordar a otimização de portfólios de contratos para a comercialização de energia considerando a participação de um grupo de PCHs no MRE, com o objetivo de maximizar a receita do agente em um horizonte de dois anos, discretizado mensalmente. Este é um problema de otimização estocástica em que as variáveis aleatórias são dadas pelo PLD, pela geração hidrelétrica total do sistema e a geração das PCHs do portfólio. Devido ao aumento significativo do problema com o número de estágios, se torna necessário a utilização de metodologias que façam uso de amostragem para encontrar uma solução de boa qualidade para o problema, dentre as quais se destaca a Programação Dual Dinâmica Estocástica (PDDE), proposta em (1), metodologia esta aplicada neste artigo.

Dessa forma este artigo está organizado da seguinte maneira. A Seção 2 faz uma breve revisão dos principais aspectos da comercialização no mercado brasileiro. A Seção 3 apresenta ilustrativamente o problema de otimização estocástica em estudo, enquanto que na seção seguinte é descrito e formulado matematicamente o problema de comercialização proposto. Na Seção 5 são apresentados os resultados do estudo de caso e, por fim, a Seção 6 discute as conclusões desse artigo.

## 2.0 - ASPECTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A comercialização se dá por meio de contratos realizados entre os agentes do mercado, os quais devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essa obrigação acopla os mercados de longo e médio prazo (contratos) com o MCP. Isto porque a CCEE faz a contabilização e liquidação de todos os contratos realizados, sendo que a diferença entre a quantidade contratada e gerada ou consumida por cada agente é liquidada no MCP ao PLD. Este processo é conhecido como Balanço Energético, sendo ilustrado na Figura 2.1.

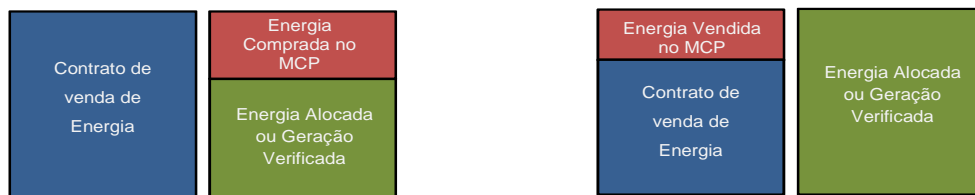


Figura 2.1. Balanço Energético na CCEE do ponto de vista de um gerador.

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE para cada patamar de carga<sup>1</sup> e submercado<sup>2</sup> por meio do modelo de planejamento da operação energética de curto prazo DECOMP (2). Embora o PLD utilizado para as liquidações no MCP seja calculado com o modelo de curto prazo, o modelo NEWAVE (2) é utilizado pela CCEE e agentes para projeções de preços de médio e longo prazo.

No SEB toda a energia comercializada precisa estar vinculada a um lastro seja por meio de Garantia Física<sup>3</sup> (GF) das usinas do agente ou contratos de compra. Caso o lastro de energia do agente não seja suficiente para atender seus contratos de venda este será penalizado. O cálculo da penalidade por insuficiência de lastro de energia é feito pela CCEE mensalmente. O valor da insuficiência de lastro de energia se refere a diferença entre recursos e requisitos do agente nos 12 meses precedentes ao mês de referência. Entende-se por recursos o total de GF mais contratos de compra de energia, enquanto que os requisitos referem-se à soma dos contratos de venda de energia mais o consumo do agente. A penalidade paga pelo agente por violação de lastro é valorada como o maior valor entre o Valor de Referência (VR<sup>4</sup>) e o PLD do mês de referência. Assim, existe um valor a ser pago pelo agente que impacta seus retornos, caso o lastro não seja suficiente para atender as suas obrigações de contratos de venda.

No mês de dezembro de cada ano, a CCEE permite a cada agente gerador transformar o bloco de energia da GF, que é distribuída uniformemente (“flat”) ao longo do ano seguinte, em valores mensais que podem ser diferentes

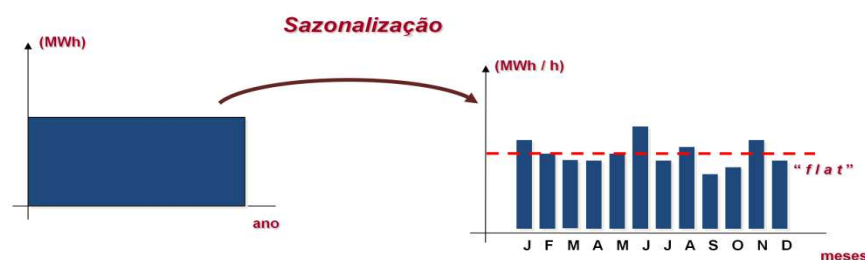
<sup>1</sup>Período que compreende determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico. Para o cálculo do PLD são definidos três Patamares de Carga (Leve, Média e Pesada) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

<sup>2</sup>Submercado é uma região que compartilha o mesmo preço de energia, tendo um centro de carga que concentra a demanda de toda a região.

<sup>3</sup>Garantia física (GF) de uma usina corresponde à fração a ela alocada da GF do Sistema. A determinação da GF independe da sua geração real e está associada às condições no Longo Prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco (2).

<sup>4</sup>O VR é definido como o valor médio ponderado de energia de novos empreendimentos de geração nos leilões A-5 e A-3 (2).

entre si, desde que a soma dos valores seja igual ao bloco total e cada valor não seja maior que a potência da usina, como pode ser observado na Figura 2.2. Esse processo é denominado de sazonalização.



**Figura 2.2. Sazonalização da Garantia Física.**

Devido ao despacho centralizado e as incertezas das afluições, os agentes de geração de origem hidrelétrica não tem controle da sua produção de energia, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados com base nas GFs, ficando expostos aos riscos do mercado. Diante disso, foi criado o MRE, no qual se compartilham os riscos hidrológicos entre seus integrantes (2), reduzindo o risco na comercialização. As usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente tem obrigatoriedade em participar, enquanto que as demais podem escolher se aderem ao MRE.

O MRE garante que todas as usinas participantes atinjam as suas GFs independentemente da produção real, desde que a geração total das usinas no MRE não seja menor que a GF total sazonalizada. Basicamente, o MRE realoca o excedente de energia das usinas que geraram acima da sua GF (superavitários) para as usinas que geraram abaixo (deficitários). Contabilmente a energia alocada permanece vinculada ao submercado onde foi gerada, não havendo transferência física de energia elétrica para o submercado onde se localiza a usina com déficit de geração em relação à GF. A energia realocada dentro do MRE é liquidada por meio da Tarifa de Energia de Otimização<sup>5</sup> (TEO), cujo cálculo pode ser encontrado em (2). Caso a energia total gerada no MRE seja maior que o total da GF total sazonalizada, o excedente será rateado entre as usinas integrantes que recebem uma parte desse excedente além de suas GFs. Esse excedente é chamado de “Energia Secundária”, sendo alocado para todas as usinas do MRE na proporção da sua GF estabelecida.

Diante dos contextos supracitados, esse trabalho busca incorporar a problemática da contratação de energia no ACL de um agente detentor de PCHs por meio de um problema de otimização estocástica de acordo com os seguintes aspectos metodológicos: (i) a compra e venda de energia no MCP; (ii) a sazonalização da GF; (iii) os contratos de venda de energia de médio/longo prazo; (iv) a insuficiência de lastro e (v) a energia comercializada dentro do MRE.

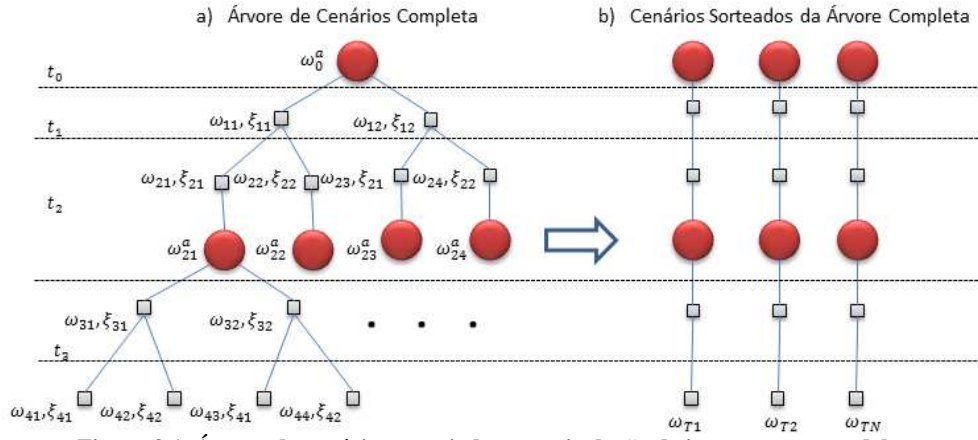
### 3.0 - PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA LINEAR MULTISTÁGIO

De forma sucinta, o problema a ser resolvido neste artigo tem por objetivo maximizar o retorno financeiro de um agente de geração detentor de PCHs, dentro de um horizonte de estudo de um ou mais anos. No momento da tomada de decisão não se conhece os valores do PLD, da geração hidrelétrica total e a geração das PCHs. Dessa forma, com o intuito de tomar uma decisão que considere as incertezas envolvidas no processo de otimização, optou-se por modelar esses parâmetros por meio de variáveis aleatórias.

Nesse caso, representa-se o conjunto de possíveis realizações das variáveis aleatórias por meio de uma árvore de cenários, como ilustrado na Figura 3.1a. Uma árvore de cenários é formada por nós que representam uma determinada realização das variáveis aleatórias em cada estágio, sendo que um estágio é definido como um período no qual uma decisão deve ser tomada. No caso da árvore da Figura 3.1, as decisões tomadas são separadas em dois grupos: estratégicos (nós redondos) e operativos (nós quadrados). Nos nós estratégicos, se decide acerca da sazonalização de GF e a venda de energia por contratos de médio e longo prazo, tendo como periodicidade uma vez antes do início de cada ano. Por outro lado, nos nós operativos verifica-se o resultado das decisões tomadas nos nós estratégicos e fazem-se ajustes tais como a contratação de contratos de compra de curto prazo. Nesse artigo, os nós operativos são definidos para cada mês de estudo, sendo que essa representação é baseada nos conceitos discutidos em (4) e para o caso de dois anos tem-se um total de 26 estágios (dois estratégicos e 24 operativos).

<sup>5</sup>O valor da TEO, publicado pela ANEEL, para o ano 2013 é de R\$10,01/MWh (3).

Para resolver esse problema, utiliza-se a PDDE (1), a qual tem duas recursões, uma progressiva e outra regressiva. A primeira visita uma sequência de cenários  $\omega$ , os quais são definidos por uma sequência de realizações  $\xi_t$  para  $t = 1, \dots, T$  (em que  $T$  é o número de estágios), como ilustrado na Figura 3.1b. Por sua vez, a segunda recursão visita os mesmos cenários no sentido inverso (do estágio  $T$  para o segundo estágio, construindo cortes que irão compor uma Função de Retorno Futuro). Mais detalhes sobre a PDDE podem ser encontrados em (5).



**Figura 3.1. Árvore de cenários associada com a inclusão de incertezas no modelo.**

#### 4.0 - DESCRIÇÃO E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Antes de apresentar a formulação, faz-se necessário definir alguns aspectos adicionais do problema. Primeiramente, se destaca que no caso do agente participar do MRE, a energia alocada para fins de contabilização vai ser afetada pela GF sazonalizada e a geração hidrelétrica total. Para tanto, calcula-se um Fator de Ajuste da Garantia Física (GSF<sup>6</sup>) que depende do cenário  $\omega$  de geração hidrelétrica total do SIN no estágio  $t$  conforme:

$$GSF_t^\omega = \frac{GHIDRO_t^\omega}{GTOTAL_t}. \quad (4.1)$$

No MRE a distribuição da energia que foi gerada acima da GF é feita primeiramente internamente ao submercado que o agente participa e, se ainda houver energia disponível, o restante é distribuído a outros submercados. Apesar de ser uma regra simples, a modelagem da mesma é não trivial. Isto porque seria necessário saber a geração individual de cada agente para fazer a distribuição corretamente.

Dado que este trabalho foca em um agente com um conjunto de PCHs, a geração dessas usinas é muito pequena perante o grupo total de geração do submercado ao qual elas pertencem. Assim, com o intuito evitar a modelagem de todas as usinas hidrelétricas do submercado, opta-se por considerar as seguintes premissas:

- I. Como o conjunto de PCHs tem geração substancialmente inferior ao submercado ao qual pertencem, torna-se possível desconsiderar que decisões de sazonalização da GF desse conjunto afetam a GF total do submercado;
- II. Caso a geração hidrelétrica total for maior que a GF total, então se considera que a energia realocada (cedida/recebida) para atingir a GF das usinas será sempre do submercado de origem da energia alocada;
- III. A energia secundária é alocada entre os submercados proporcionalmente às suas respectivas GFs do mês em estudo, sendo que dentro de cada submercado será distribuída proporcionalmente à GF de cada agente. Este cálculo está associado à GSF superiores a 1; porém, neste trabalho essa energia será separada do GSF.

Como resultado do Item III, a energia secundária é considerada de maneira independente do GSF e, portanto, tem-se que o novo GSF ( $\overline{GSF}_t$ ) será dado pela Equação (4.2). Essa opção é feita para evitar os problemas das regras de realocação de energia secundária no MRE, internamente e externamente ao submercado, embora permita que a mesma seja valorada ao PLD dos submercados de onde essa energia foi recebida.

$$\overline{GSF}_t^\omega = \begin{cases} 1, & \text{se } GSF_t^\omega > 1 \\ GSF_t^\omega, & \text{se } GSF_t^\omega \leq 1 \end{cases} \quad (4.2)$$

De posse das considerações iniciais expostas nessa seção, a formulação do problema de interesse deste artigo, considerando conhecido um cenário  $\omega$ , é dada por:

<sup>6</sup> GSF provém das siglas em inglês *Generation Scaling Factor*.

$$\begin{aligned} \max R^\omega = & \sum_{k=1}^{NM} \sum_{t=1}^T GE_t^\omega PLD_{ik}^\omega + \sum_{k=1}^{NM} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NCL} (PCL_j - PLD_{ik}^\omega) x_{tjk} A_{tj} + \sum_{t=1}^T (PLD_t^\omega - TEO) z_t + \sum_{k=1}^{NM} \frac{g_t}{GF_t} ES_{ik}^\omega (PLD_{ik}^\omega - TEO) \\ & - \sum_{t=1}^T \text{insuf\_lastro}_t \pi_t^\omega - \sum_{k=1}^{NM} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{NCC} (PCC_l - PLD_{ik}^\omega) B_{tl} y_{tl} \end{aligned} \quad (4.3)$$

s.a:

$$\sum_{t=1+12(a-1)}^{12a} g_t = GFT_a, \quad \forall a = 1, \dots, NA, \quad (4.4)$$

$$0 \leq g_t \leq P_{\max}, \quad \forall t = 1, \dots, T,$$

$$0 \leq x_j \leq Q_j, \quad \forall j = 1, \dots, NCL,$$

$$GE_t - g_t \overline{GSF}_t^\omega + z_t = 0 \quad \forall t = 1, \dots, T,$$

$$\text{insuf\_lastro}_t \geq \frac{1}{12} \left( \sum_{i=0}^{11} \sum_{j=1}^{NCL} x_{(t-i)j} - \sum_{i=0}^{11} g_{(t-i)} - \sum_{i=0}^{11} \sum_{l=1}^{NCC} y_{(t-i)l} \right) \quad \text{insuf\_lastro}_t \geq 0, \quad \forall t = 1, \dots, T, \quad (4.5)$$

$$0 \leq y_l \leq Q_l, \quad \forall l = 1, \dots, NCC.$$

em que:

$NM$	: Número de submercados;
$T$	: Número de estágios ao longo do horizonte do problema;
$GE_t^\omega$	: Energia efetiva gerada pelo agente no estágio $t$ e cenário $\omega$ (MWh);
$PLD_{ik}^\omega$	: Preço de Liquidação das Diferenças no estágio $t$ , submercado $k$ e cenário $\omega$ (R\$/MWh);
$NCL$	: Número de contratos de longo prazo;
$PCL_j$	: Preço do contrato de longo prazo $j$ (R\$/MWh);
$x_{tjk}$	: Energia média vendida pelo contrato $j$ , no estágio $t$ e submercado $k$ (MWh);
$A_{tj}$	: Perfil do contrato $j$ no estágio $t$ ;
$TEO$	: Tarifa de Energia de Otimização (R\$/MWh);
$z_t$	: Energia gerada a mais ou a menos em relação à GF do agente no estágio $t$ (MWh);
$g_t$	: Garantia física alocada do agente no estágio $t$ (MWh);
$GF_t$	: Garantia física no estágio $t$ do submercado onde está localizado o agente (MWh);
$ES_{ik}^\omega$	: Energia secundária gerada alocada ao submercado $k$ no estágio $t$ (MWh);
$\text{insuf\_lastro}_t$	: Insuficiência de lastro de energia no estágio $t$ (MWh);
$\pi_t^\omega$	: Preço da penalidade por insuficiência de lastro, estágio $t$ e cenário $\omega$ (R\$/MWh);
$NCC$	: Número de contratos de curto prazo;
$PCC_l$	: Preço do contrato de curto prazo $l$ (R\$/MWh);
$B_{tl}$	: Perfil do contrato $l$ no estágio $t$ ;
$y_{tl}$	: Variável de decisão dos contratos de compra de curto prazo (MWh);
$NA$	: Número de anos do horizonte de estudo;
$GFT_a$	: Garantia Física total da usina no ano $a$ (MWh);
$P_{\max}$	: Potência máxima da usina (MWh);
$Q_j$	: Energia máxima que pode ser vendida por contrato $j$ (MWh);
$\overline{GSF}_t^\omega$	: Novo fator de ajuste da geração hidrelétrica no estágio $t$ e no cenário $\omega$ ;

Conforme pode ser visto em (4.3), a função objetivo possui seis termos, a saber:

- Energia gerada pelas PCHs do agente que é comercializada ao PLD no submercado da usina;
- Contratos de venda de energia valorados ao preço do contrato, mas o agente precisa assumir os custos de compra no MCP do submercado do consumidor;
- Energia recebida ou disponibilizada ao MRE de maneira que apenas a energia alocada é comercializada pelo agente, sendo que se paga ou recebe a TEO dependendo do valor de  $z_t$ ;
- Energia secundária recebida que deve ser valorada ao PLD do submercado que cedeu a energia e deve ser paga a TEO pelo montante recebido;
- Penalidade por insuficiência de lastro, sendo que  $\pi_t^\omega$  é dado pelo maior valor entre o  $PLD_t^\omega$  e o VR;
- Compra de energia com contratos de curto prazo.

As restrições do problema estão separadas em dois grupos, um referente a restrições aplicáveis aos nós estratégicos e outro aos nós operativos. No primeiro caso, as restrições (4.4) se referem à sazonalização da GF para cada ano do horizonte e aos limites de sazonalização e contratos de venda a serem firmados. Apesar de não haver uma restrição específica para os contratos, a decisão acerca dos mesmos é tomada no primeiro nó estratégico. No segundo grupo, as restrições (4.5) se referem à equação para o cálculo da energia alocada considerando o GSF limitado em um, da insuficiência de lastro para os contratos firmados e limites de contratos de compra de curto prazo.

## 5.0 - ESTUDO DE CASO

Nos estudos de casos é considerado que existe uma empresa detentora de um conjunto de PCHs. Como não se tem interesse em saber a geração e contratação de cada PCH, opta-se por considerar uma única usina cujo histórico de geração é composto pela soma da geração de todas as usinas que compõem o portfólio. Dessa forma, a partir dos dados históricos de geração total foram investigadas algumas Funções de Densidades de Probabilidade (FDPs) que podem ser ajustadas a cada mês do histórico. Como resultado, optou-se por considerar a FDP LogNormal para os meses de Abril e Novembro, enquanto que os demais são modelados pela FDP Normal truncada. Além da geração do agente em estudo, existem outros dois parâmetros estocásticos que são considerados na modelagem: a geração total hidrelétrica e o PLD. No Brasil sabe-se que há uma forte conexão entre esses dois parâmetros, assim uma alternativa para considerar essa relação e a dinâmica de preços no futuro devido à entrada de novos empreendimentos é usar um o modelo de planejamento da operação energética de médio prazo para gerar realizações de PLD e geração hidrelétrica como proposto em (6). Para tanto, esse trabalho utiliza os o modelo SMERA (5) para obter tais parâmetros.

Conforme ilustrado na Figura 5.1, foram gerados a partir do SMERA dois cenários de PLD e geração hidrelétrica: valores de PLDs altos e baixos obtidos com armazenamento inicial baixo e alto, respectivamente. Além disso, assumiu-se que há 10 contratos possíveis a ser assinados que são apresentados na Tabela 5.1, na qual a coluna quantidade refere-se ao valor máximo que pode ser vendido em cada contrato. Ressalta-se que os preços dos contratos foram ajustados de acordo com a realidade dos cenários de PLD.

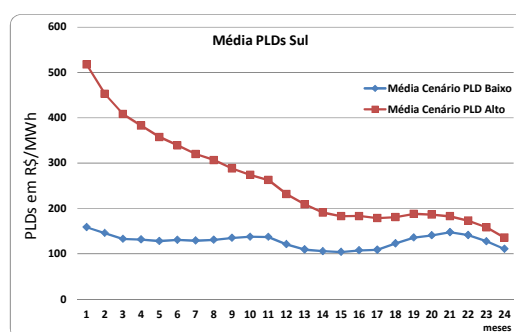


Figura 5.1 Valores médios mensais do PLD do Submercado Sul onde as PCHs estão localizadas.

Tabela 5.1 – Portfólio de Contratos.

Cont.	Quant. (MWmed)	Preço (R\$/MWh)		Horizonte do Contrato	Cont.	Quant. (MWmed)	Preço (R\$/MWh)		Horizonte do Contrato
		PLDs Baixos	PLDs Altos				PLDs Baixos	PLDs Altos	
1	30	155	461	01-13/06-13	6	10	130	192	01-14/12-14
2	18	130	295	05-13/12-13	7	20	130	266	01-13/12-14
3	18	120	177	01-14/12-14	8	15	125	256	01-13/12-14
4	20	128	262	01-13/12-14	9	20	140	359	01-13/12-13
5	20	120	205	07-13/12-14	10	15	135	373	01-13/09-13

Considera-se que a potência instalada e a GF do agente são 70 MW e 47,07 MWmed, respectivamente. Nos estudos tem-se um horizonte de dois anos, de Janeiro/2013 a Dezembro/2014. Os contratos de compra de energia para um mês tem seu valor estipulado em 30% acima do valor do PLD, enquanto que o valor dos contratos de compra com duração de três meses é igual ao maior PLD dos meses em que o contrato está ativo mais 30%. As análises são feitas com base nos seguintes casos de estudo: Caso 1, decisão livre de sazonalização da GF; Caso 2, sazonalização “flat” no primeiro ano e decisão livre para o segundo; Caso 3, desconsiderando a participação do agente no MRE e decisão livre de sazonalização da GF; Caso 4, desconsiderando a participação do agente no MRE e sazonalização “flat” no primeiro ano. Os resultados apresentados nessa seção foram obtidos para uma árvore de cenários com 250 realizações por estágio e simulação de 2000 cenários, que foram sorteados fora da árvore.

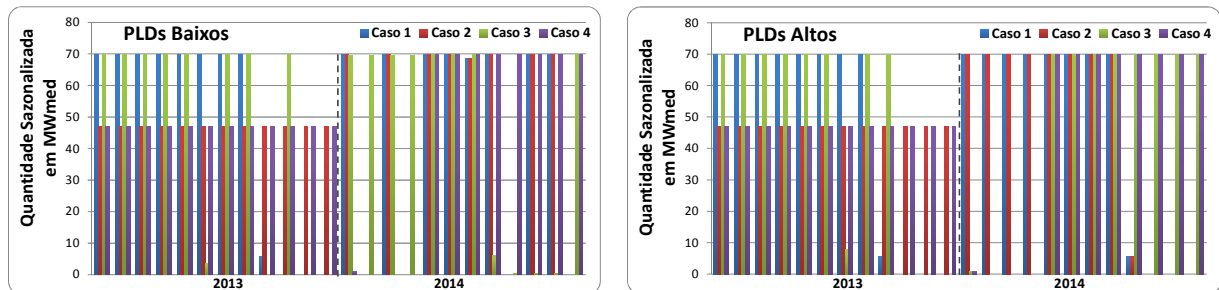


A partir do cenário de PLDs baixos, o retorno esperado obtido foi de R\$ 110.793.000, R\$ 106.785.000, R\$ 95.695.200 e R\$ 95.675.900 para os casos 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Para o cenário de PLDs altos o retorno foi de R\$ 263.322.000, R\$ 239.173.000, R\$ 204.272.000 e R\$ 203.979.000 para os casos 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Os resultados mostram que o retorno esperado é maior, em ambos os cenários de PLDs, para casos em que o agente participa do MRE, sendo que o maior retorno é obtido para o Caso 1, i.e., quando se tem uma decisão de livre sazonalização da GF. Da Tabela 5.2 percebe-se uma contratação menor nos casos 2 e 4, nos quais a sazonalização é *flat* no primeiro ano. A diminuição de contratos de venda nesses casos pode ser justificada pela falta de flexibilidade em alocar o lastro de energia para atender contratos com preços de vendas mais atrativos no primeiro ano, como é caso do contrato dois. No estudo considerou-se uma taxa de desconto de 10% ao ano.

**Tabela 5.2 – Energia vendida por contratos em MWh**

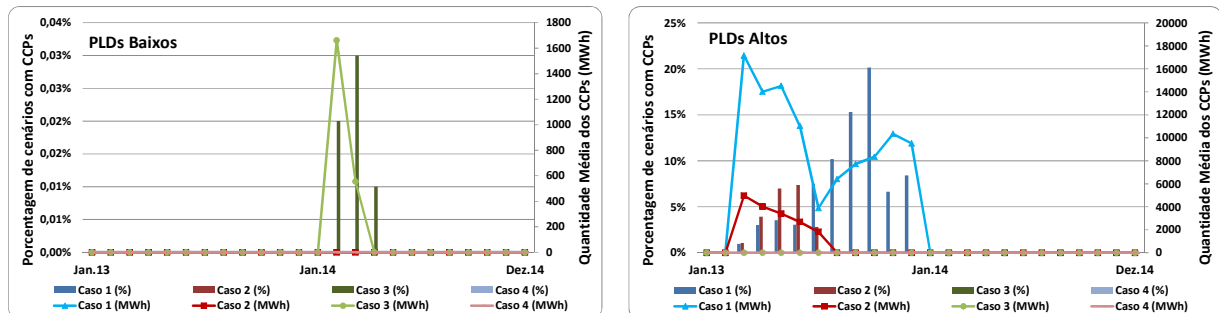
	Caso	Cont. 1	Cont. 2	Cont. 3	Cont. 4	Cont. 5	Cont. 6	Cont. 7	Cont. 8	Cont. 9	Cont. 10
<b>PLDs Baixos</b>	1	130320	105840	0	0	0	87600	0	0	175200	0
	2	130320	0	0	0	0	87600	0	0	149533	0
	3	130320	105840	0	0	0	87600	0	0	175200	0
	4	130320	0	0	0	0	87600	0	0	149533	0
<b>PLDs Altos</b>	1	130320	73457,9	0	0	263520	0	0	0	0	98280
	2	130320	57074,8	0	0	263520	0	0	0	0	98280
	3	130320	0	0	0	0	87600	0	0	175200	0
	4	130320	0	0	0	0	87600	0	0	149533	0

No caso dos PLDs Baixos nota-se na Tabela 5.2 que os pares de casos 1/3 e 2/4 fizeram os mesmos contratos dentro dos pares, isso indica que no caso de PLDs menores o MRE influencia principalmente na receita e não nos contratos. Entretanto, nos casos dos PLDs Altos verifica-se uma mudança de comportamento, possivelmente devido redução à exposição aos PLDs mais elevados quando o agente participa do MRE. Observa-se pela Figura 5.2 que a sazonalização da GF no segundo ano mantém o mesmo padrão nos casos 1 e 2 para ambos os cenários de PLDs. Isto pode ser justificado pelo fato de que o perfil de contratos assinados serem bastante similares. Por outro lado, nota-se uma diferença entre os casos 1 e 3, visto que no primeiro a GF afeta a energia alocada (receita no curto prazo) e no segundo a GF afeta apenas os contratos através da restrição insuficiência de lastro.



**Figura 5.2 Sazonalização da GF para o Caso 1 e 2 no Cenário de PLDs Baixos (esquerda) e no de PLDs Altos (direita).**

Pela Figura 5.3, nos cenários de PLDs baixos, se observa que para uma quantidade pequena de cenários no caso 3 são celebrados Contratos Curto Prazo (CCPs) no início do segundo ano. Nesses casos, há falta de lastro de energia para atender contratos e os baixos valores de PLDs para alguns cenários justifica a compra de energia nesses casos. Nos cenários de PLDs Altos o agente celebra contratos de curto prazo de 1 mês no primeiro ano para suprir a falta de lastro de energia, visto que, foram realizados os contratos de longo prazo 1 e 10 pois os preços são competitivos mesmo com a necessidade de assinar contratos de compra acima do valor do PLD para evitar a penalidade.



**Figura 5.3 CCP de 1 mês para Cenário de PLDs Baixos (esquerda) e Cenário de PLDs Altos (direita).**

Verifica-se pela Figura 5.4 que a maioria de CCP de três meses são celebrados nos últimos meses do segundo ano para todos os casos. Como o preço dos contratos é definido com base no maior valor médio dos meses em que o contrato está ativo e como todos os casos consideram a mesma árvore de cenários e cenários de simulação, possivelmente os resultados similares nos CCPs de três meses decorrem de alguns cenários em que se verifica um benefício similar em assumir esses contratos.

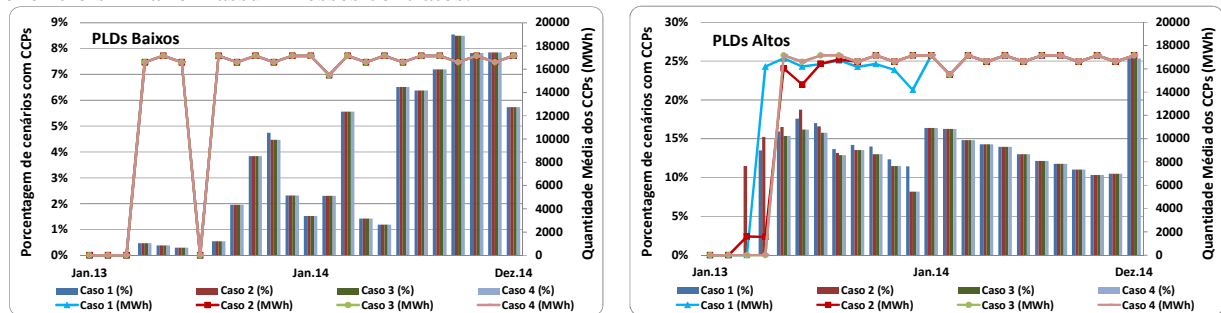


Figura 5.4 CCP de 3 meses para Cenário de PLDs Baixos (direita) e Cenário de PLDs Altos (esquerda).

## 6.0 - CONCLUSÃO

Esse artigo apresentou uma metodologia para suporte a decisão de comercialização com foco em PCHs. Para tanto, tem-se como principais aspectos que devem ser considerados no momento da tomada de decisão se as usinas fazem parte do MRE, como fazer a sazonalização da GF dado um conjunto possível de contratos a serem firmados e a penalidade por insuficiência de lastro. De maneira a tornar o modelo mais próximo das possibilidades reais, assumiu-se também a possibilidade de se fazer contratos de compra de curto prazo de um ou três meses de duração.

A metodologia foi analisada considerando os casos em que o agente adere ao MRE ou se mantém fora, sendo que no caso de participar do MRE a sazonalização no primeiro ano pode ser livre ou “flat”. Esses casos foram analisados para duas sequências de PLDs, uma com valores mais elevados e outra mais baixos. Com os resultados observou-se que, como esperado, há ganhos para o agente participar no MRE e definir a sazonalização estrategicamente. Além disso, verifica-se que a venda de energia por contratos é afetada pela sazonalização. Os resultados desse artigo indicam benefícios de se considerar a metodologia proposta, sendo que novos avanços serão feitos ao considerar modelagem com aversão a risco, como o CVaR, por exemplo.

## 7.0 - AGRADECIMENTOS

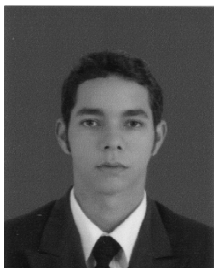
Este trabalho tem o financiamento da CELESC por meio do Projeto P&D ANEEL 5697-4510-2011.

## 8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v.52, p.359-375, 1991.
- (2) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. CCEE. Regras de Comercialização. Disponível em: [www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/produtos/regras](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/produtos/regras). Acessado em 17/04/2013, 2013.
- (3) Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL. Resolução Homologatória nº 1.403, de 18/12/2013. Disponível em: [www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121403.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20121403.pdf). Acessado em 17/04/2013, 2013.
- (4) HELLEMO, L.; MIDTHUN, K.; TOMASGARD, A.; WERNER, A. Multi-stage stochastic programming for natural gas infrastructure design with a production perspective. In H. I. Gassmann, S. W. Wallace, and W. T. Ziemba, editors, *Stochastic Programming: Applications in Finance, Energy, Planning and Logistics*, World Scientific Series in Finance. World Scientific, 2012.
- (5) DE MATOS, V. L.; FINARDI, E. C. A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal scheduling. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 43, n. 1, 1443-1452, 2012.
- (6) STREET, A.; BARROSO, L. A.; FLACH, B.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1136–1144, 2009.



## 9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Mauro Antonio González Sierra, nascido em Cartagena das Índias, Colômbia (1987). Graduado em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica de Bolívar (UTB) em 2010. No ano de 2010 trabalhou na Empresa XM S.A., empresa encarregada da operação do sistema interligado e da administração do mercado de energia na Colômbia, atuando nas áreas de operação em tempo real e planejamento da operação. De Julho/2012 a Fevereiro/2013 foi estagiário na Plan4 Engenharia, onde realizou estudos relacionados à comercialização de energia no mercado brasileiro. Atualmente é mestrando em Sistemas de Energia Elétrica no LabPlan /UFSC desde 2011. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, comercialização e mercados de energia elétrica, otimização estocástica e programação computacional.

Vitor Luiz de Matos, nascido em Florianópolis (1982), é sócio fundador da empresa Plan4 Engenharia. Graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2006 e obteve os títulos de mestre e doutor em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência em 2008 e 2012, respectivamente, na mesma universidade e vinculado ao LABPLAN (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica). Em 2010 fez doutorado sanduíche pelo período de 6 meses na The University of Auckland (Auckland, Nova Zelândia). Participa de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL (P&D ANEEL) e consultorias com diversas empresas do setor elétrico. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, comercialização e mercados de energia elétrica, otimização estocástica e programação computacional.

Brigida Uarthe Decker, nascida em Florianópolis (1987), Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2011. Atualmente Mestranda em Sistemas de Energia Elétrica no LabPlan – UFSC desde 2012 e em Março/2013 iniciou como estagiária na Plan4 Engenharia, onde realiza estudos relacionados à comercialização de energia no mercado brasileiro. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, comercialização e mercados de energia elétrica, otimização estocástica e programação computacional.

Erlon Cristian Finardi, nascido em Lages (SC) em 1974. Graduou-se em Engenharia Elétrica em 1996 na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e obteve os títulos de mestre e doutor em engenharia nos anos de 1999 e 2003, respectivamente, na mesma universidade. De 2003 a 2006 esteve vinculado ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) da UFSC como pesquisador colaborador. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, otimização estocástica, gerenciamento energético de microrredes, processamento de alto desempenho aplicado no planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, métodos numéricos de otimização e programação computacional. Atualmente é professor DE Adjunto IV do Departamento de EEL da UFSC, estando vinculado ao LabPlan.

André Augusto Spillere Milanezi, nascido em Criciúma - SC (1977), trabalha na empresa Celesc Geração S.A. desde janeiro de 2007, atuando nas áreas de Projeto, Operação e Manutenção de Sistemas de Medição para Faturamento, Gestão da medição de ativos de geração, Representação de Agente de Geração na CCEE, Gestão de Contratos de Compra e venda de energia e Comercialização de Energia Elétrica nos Mercados Livre e Regulado, Leilões Públicos de compra e venda de energia elétrica. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), em 2005, Pós-Graduado em Engenharia de Segurança do Trabalho (Faculdade Estácio de Sá), em 2009. Seus principais interesses são Planejamento e Projeto de Sistemas de Medição para Faturamento, Gestão otimizada de portfólios de contratos compra e venda de Energia Elétrica, Gestão de Clientes Livres e Cativos, Conexão de Sistemas de Geração de energia incentivada de pequeno porte ao sistema de distribuição de energia, Eficiência Energética, Segurança em Sistemas elétricos de potência.