

4 METODOLOGIA

4.1 Modelagem dos Resultados Considerando Sazonalização

A sazonalização da quantidade de energia assegurada versus a quantidade contratada uniforme, em contratos de fornecimento de energia elétrica, será decidida em função dos ganhos esperados da comercialização da energia de acordo com as condições contratuais *vis a vis* os resultados obtidos com sua venda ou compra no mercado livre ao PLD do momento.

Assim, em primeiro lugar, é necessário que sejam definidos os limites possíveis desta sazonalização. Em seguida, deve-se obter um conjunto de PLDs simulados, preços de liquidação para esta energia, a cada momento.

Será considerado aqui o caso de uma PCH com energia assegurada de 10 MWmed e um respectivo contrato de venda no mesmo montante e uniforme ao longo dos meses. Esta PCH tem uma capacidade instalada de 20 MWmed. Assim, o limite mensal de sazonalização é de 100% para cima ou para baixo, isto é, com entrega de 0 a 20 MWmed, a cada mês.

O resultado de uma sazonalização da energia assegurada, para o caso desta PCH, será a diferença entre o valor da energia produzida e entregue nas condições de contrato, e o da energia comprada no mercado livre (no caso de entrega menor do que o valor contratado) ou da energia vendida naquele mercado (no caso de entrega maior do que o valor assegurado), para cada mês de liquidação.

Na realidade, a energia gerada seria também uma incerteza, uma vez que a geração de uma central hidroelétrica é influenciada por uma

grande número de fatores. Entretanto, para o escopo deste trabalho, uma vez que esta incerteza é muito menor do que a dos PLDs, esta variável será considerada um parâmetro (constante).

Para cada uma destas situações, a única variável a ser considerada é o preço de liquidação das diferenças (PLD), uma vez que todos os demais fatores são constantes ou fixos, e iguais para quaisquer das alternativas.

A equação que traduz o faturamento obtido por uma geradora, em base mensal é exatamente a quantidade de energia contratada multiplicada pelo preço de contrato, somado à diferença de quantidades de energia assegurada (sazonalizada) e de energia contratada liquidada

$$Fm = Ec \times Pc + (Ea - Ec) \times PLD \quad (9)$$

onde:

- Fm = resultado mensal
- Ec = energia contratada
- Ea = energia assegurada/sazonalizada
- Pc = preço contratado
- PLD = preço de liquidação de diferenças (spot)

Admitindo $R = Fm - (Ec \times Pc)$, substituindo-se em (9) e considerando-se o número de horas para cada mês, temos a equação (10), que traduz os resultados anuais obtidos, líquido de impostos:

$$\sum_{i=1}^{12} R_i = \sum_{i=1}^{12} (Ea_i - Ec) \times PLD_i \times (h_i) \times (1 - I) \quad (10)$$

onde:

- R = resultado apurado cada mês
- Ea = energia assegurada/sazonalizada (MWmed)
- Ec = energia contratada (MWmed)
- h = número de horas no mês
- PLD = PLD médio mensal (R\$/MWh)
- I = total de impostos e taxas

É importante notar que o resultado da equação (10) é o valor em R\$, referente à soma mensal dos superávits ou déficits de uma determinada

sazonalização durante o período de um ano, em relação a entrega contratada pura e simples.

Desta forma, a sazonalização ideal é exatamente a diferença entre a capacidade total de geração de energia que sobre para ser entregue nos demais meses, perfazendo o contrato. Exemplificando, caso o ideal de entrega para ganho máximo fosse 20, 20, 20, 20, 20 e 19,7 MWmed nos meses de junho a novembro, perfazendo um total de 119,7 MWmed, a sazonalização ideal seria a distribuição dos restantes 119,7 MWmed entre os meses de dezembro e de janeiro a maio.

Estes cálculos dos ganhos podem ser baseados em séries simuladas dos PLDs para o período em questão. Ora, a coleção de resultados calculados de acordo com a equação (10) produzirá uma distribuição de probabilidade de valores. Por exemplo, para a simulação de 2000 séries de PLDs serão obtidas 2000 séries de valores mensais, chegando-se a 2000 resultados anuais.

O problema então, consiste em escolher os montantes de energia de tal forma a maximizar a medida ômega (para L definido) referente à distribuição dos resultados anuais, considerando-se a restrição de $VaR_{95\%}$. O problema de otimização pode ser apresentado na forma:

$$\max_s \Omega(L, s)$$

$$\text{s.a.} \quad VaR_{95\%} \leq v$$

onde: L = limite ou meta escolhida

s = conjunto de valores mensais de energia entregue

v = $VaR_{95\%}$ máximo admissível

4.2

Cálculo e Simulação dos PLDs

Embora de fundamental importância na consecussão do objetivo deste trabalho, os PLDs não foram um objeto deste mas obtidos através do procedimento da própria CCEE. A formação e simulação destes PLDs

foi efetuada através do modelo Newave-versão 14, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Maceira et al, 2008).

Como mencionado anteriormente, este modelo otimiza a estratégia de geração de médio prazo, simulando preços em base mensal. Mais uma vez, cabe ressaltar que este é o modelo utilizado na formação dos preços de curto prazo (PLD) publicados na CCEE.

Foram utilizados os dados de entrada empregados no programa mensal de operação de agosto/2008, coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo considerados um piso de preço de R\$ 15,47/MWh e um teto de R\$ 569,59/MWh, segundo o Despacho ANEEL N° 002 de 04/01/2008.

As 2000 séries de preços obtidas formaram a distribuição estatística de preços prováveis para o período em que se deseja analisar e calcular a sazonalização ótima que forneça um resultado máximo possível de ser obtido. A Figura 5 apresenta os percentis referentes às distribuições de probabilidade correspondentes aos PLDs simulados.

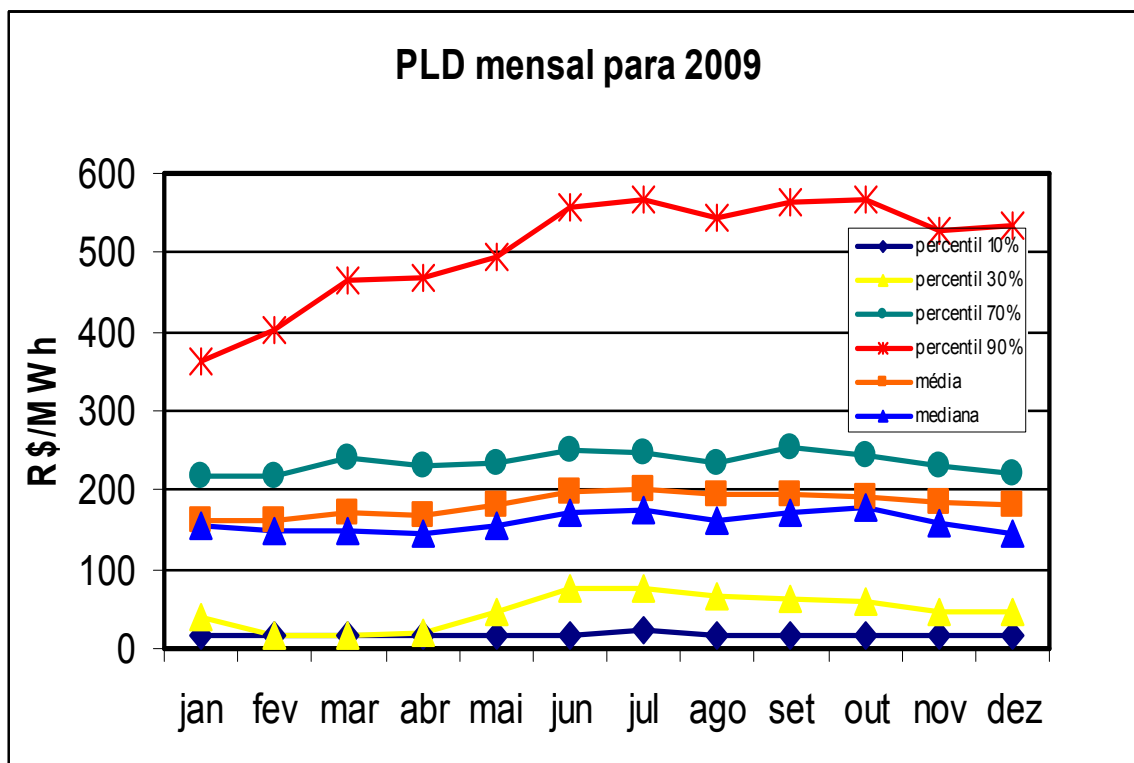


Figura 5 – Percentis Referentes à Simulação de PLDs

4.3

Aferição dos Resultados

Os dados do contrato de venda e das condições de sazonalização considerados no exemplo do estudo aqui desenvolvido são apresentados a seguir:

- contrato de 10 MWmed mensais de energia assegurada;
- capacidade máxima de geração de 20 MW;
- sazonalização de entrega mensal de 0 a 20 MWmed;
- preço contratado de venda de R\$ 100/MWh;
- impostos totais de 43,25% (IR, CSSL, PIS e COFINS).

Estas características são bastante semelhantes à situação de uma PCH, conforme modelo adotado no Brasil, tornando este estudo bastante relevante a operadores deste tipo de usina.

Assim, foi calculado um valor de Ω para comparação das diversas alternativas de sazonalização da entrega de energia, de acordo com a seguinte marcha:

1. foi definida uma coleção de valores de partida, para a entrega sazonalizada de energia;
2. foi definida uma meta de resultado, em R\$, a ser obtido em R\$, implicando na efetiva alocação do limite L mencionado no item 3.2, acima;
3. para cada das séries de PLDs simuladas anteriormente um resultado (déficit/excesso) em relação a L;
4. foi calculado o valor de Ω , para a distribuição de resultados, segundo a equação (6) ;
5. o processo foi iterado desde o início (5.)começo para se obter o valor ótimo de Ω , correspondente a uma coleção sazonalizada de valores de entrega de energia para o limite L especificado.

4.4 Otimização e Convergência

Os cálculos foram efetuados em um computador do tipo PC, usando-se uma planilha MS Excel e com a ajuda dos programas *add-in Solver* e *Solver Premium*, integrados à própria planilha.

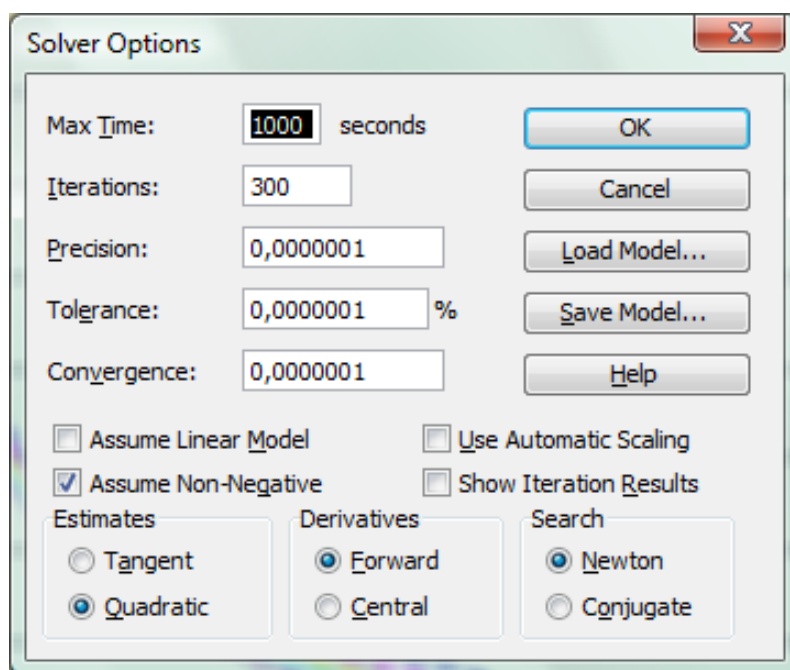


Figura 6 - Opções de execução do add-in Solver

A configuração das opções de execução do add-in Solver, por todo o trabalho apresentado foi a seguinte, conforme a Figura 6. Houve uma grande preocupação com a qualidade dos resultados do ponto de vista numérico, isto é, qual a confiabilidade que se poderia ter em determinado ponto ótimo, do ponto de vista da convergência ser obtida de forma apropriada.

Já a escolha de um ponto de partida para cada corrida de otimização dos valores sazonalizados provou ter influência decisiva na convergência a um valor ótimo, evitando convergência a valores sub-ótimos regionais.

Para evitar estes problemas e poder ser mantida a mesma base de comparação, foi adotado a seguinte marcha para a escolha de um ponto de partida:

1. calcular Ω para variações marginais na energia mensal entregue (+1 e -1 MW);
2. calcular a diferença entre os valores Ω mensais para variações marginais de geração (Ω -1 MW - Ω +1 MW) calculadas acima;
3. escolher as 5 maiores diferenças e atribuir o dobro do valor de contrato à entrega nesses meses;
4. escolher a sexta maior diferença, e atribuir (soma dos itens acima - total anual contratado) à entrega no mês;
5. atribuir zero à entrega dos demais seis meses (seis menores diferenças).

Os cálculos efetuados de acordo com o procedimento supra geraram os resultados mostrados na Tabela 4, abaixo, que resultaram numa distribuição sazonalizada inicial de 0 MW de janeiro a maio e em dezembro, e 20 MW de junho a outubro e 19,7 MW em novembro (diferenças devidas aos distintos números de horas mensais).

Tabela 4 - Diferenças de valores Ω para entregas mensais com variações marginais (+1 MW e -1 MW)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Ω (+1 MW)	0,06	0,08	0,07	0,06	0,05	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05
Ω (-1 MW)	1,92	1,75	2	1,98	2,47	3,46	3,67	3,08	3,06	2,84	2,57	2,42
delta Ω	1,86	1,67	1,93	1,92	2,42	3,44	3,65	3,05	3,03	2,81	2,53	2,37