



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

INFLUÊNCIA DO VALOR DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO MÍNIMO NO CRITÉRIO DE RATEIO DA ENERGIA ASSEGURADA DE USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Carlos da Costa Ferreira*
Admir Martins Conti
André Felipe de Oliveira Soeiro

Arthur Costa Steiner
MME

ELETRONORTE

RESUMO

Diante das mudanças ocorridas na economia brasileira, evidenciadas pelo aumento da participação do setor industrial e de prestação de serviços, bem como a modernização dos processos agrícolas, observa-se uma crescente dependência da energia elétrica nos processos de produção. Desta forma, a garantia de suprimento torna-se cada vez mais valiosa para a sociedade, necessitando revisões sistemáticas dos critérios de atendimento vigentes.

O objetivo desse trabalho é verificar a influência do valor do Custo Marginal de Operação Mínimo sobre o critério de rateio da Garantia Física de empreendimentos de geração, analisando o comportamento dos Blocos Hidráulico e Térmico.

PALAVRAS-CHAVE

CMO Mínimo, Garantia Física, Energia Assegurada, Garantia de Suprimento, SIN.

1.0 - INTRODUÇÃO

A garantia física do Sistema Interligado Nacional – SIN é definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. Este procedimento objetiva garantir efetivamente o lastro físico daqueles empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos (1).

Segundo o Decreto nº 5.163 de 30 de junho de 2004, em seu Art. 4º, §1º, “O MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento”.

Recentemente, a EPE divulgou a Nota Técnica EPE-DEE-RE-099-2008, que visa detalhar a metodologia de cálculo da garantia física das usinas, também conhecida como Energia Assegurada, para os novos empreendimentos de geração de energia elétrica, em adequação aos critérios estabelecidos pela Portaria ANEEL nº 258, de 28 de julho de 2008.

A principal alteração na metodologia apresentada nesta portaria foi a mudança no critério de convergência da carga crítica, que deve ser feito de forma a obter a igualdade entre o custo marginal de operação médio anual – CMO e o custo marginal de expansão – CME, respeitando o limite de risco de déficit estabelecido de 5%.

Um dos problemas identificados no atual critério de rateio é que com a expansão do parque térmico, o valor associado ao Bloco Hidráulico (BH) diminui. Isto significa que, o BH associado a uma configuração obtida adicionando-se termelétricas é menor que o BH associado a uma configuração puramente hidráulica.

O exposto acima, além de contrariar os princípios de otimização de sistemas elétricos, ocasiona problemas de ordem comercial, uma vez que reduz a energia assegurada das hidrelétricas.

A redução no bloco hidráulico em virtude da adição de unidades termelétricas é consequência da fórmula hoje em vigor para determinação do fator hidráulico - FH e térmico - FT. A fórmula implementa uma relação ponderada das gerações hidrelétrica e termelétrica, na qual os pesos são os custos marginais de operação do sistema no qual se origina a geração. Como hidrelétricas geram elevados montantes em séries hidrológicas nas quais os custos marginais são pouco expressivos ou mesmo nulos, parte de sua energia assegurada acaba sendo apropriada pelas termelétricas.

Uma possibilidade para amenizar ou mesmo eliminar este problema, o qual requer investigações mais aprofundadas é estabelecer um piso positivo para os custos marginais de expansão. Tal possibilidade é inclusive prevista no aplicativo EASSEG - EPE.xls, disponibilizado pela EPE, e que implementa a fórmula de rateio. Sua justificativa é o fato de que, em termos comerciais, o custo marginal de operação nunca é nulo, nem mesmo em períodos de vertimento.

O intuito principal desse trabalho é verificar e avaliar a influência do valor do Custo Marginal de Operação Mínimo - CMO mínimo - sobre o critério de rateio da Garantia Física de empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Para isto, conforme metodologia adotada, para as simulações energéticas a sistemas equivalentes foi utilizado o modelo NEWAVE, em sua versão 14 para o sistema operacional *Linux*, e seu aplicativo NWLISTOP (versão compatível com o NEWAVE), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica do Sistema Eletrobrás - Cepel.

Foram determinadas as variações percentuais no valor associado ao Bloco Hidráulico e Bloco Térmico, considerando os seguintes valores de CMO Mínimo no aplicativo EASSEG: o *default* do aplicativo igual a R\$ 0,00/MWh, o valor atual da Tarifa de Energia de Otimização – TEO igual a R\$ 8,18/MWh e o valor atual mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD_min) igual a R\$ 16,31/MWh.

Adicionalmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade em relação ao comportamento dos Blocos Hidráulico e Térmico, com a variação do CMO Mínimo, quando da redução da carga de energia a ser atendida, ou seja, reduzindo-se o mercado de energia.

2.0 - DESENVOLVIMENTO DOS ESTUDOS

Para determinação do custo marginal de operação do sistema foram realizadas, inicialmente, simulações estáticas com o modelo NEWAVE - em sua versão 14 para o sistema operacional *Linux*, considerando-se o *deck* disponibilizado pela EPE para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos que se habilitaram a participar do Leilão de Energia Nova A-3/2008 – LEN 2008, realizado em 17/09/2008. Esta configuração inicial foi adotada como Caso Base do presente estudo.

2.1 Critérios e Premissas Utilizados

Nessas simulações foram considerados os seguintes parâmetros:

- Período de estudo de 5 anos (configuração estática com 20 anos de simulação, sendo que os 10 primeiros anos correspondem ao estático inicial, para perda da memória das condições iniciais do sistema, e os últimos 5 anos correspondem ao estático final);
- Proporcionalidade da carga entre os subsistemas Sudeste/CO/AC/RO-Sul e proporcionalidade da carga entre os subsistemas Norte/MAN-Nordeste;
- 2.000 séries sintéticas de energias afluentes;
- Números mínimo e máximo de iterações para convergência = 3 e 45;
- 200 simulações “forward” = 200 e 20 aberturas “backward”;
- Ordem máxima PAR(P) = 6;
- Taxa de desconto = 12 % a.a;
- 1 patamar de carga e 1 patamar de déficit;
- Custo do Déficit de Energia = R\$ 2.430,00/MWh;
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos = R\$ 2.433,00/MWh;
- Consideração de racionamento preventivo e outros usos da água;
- Consideração dos usos consultivos, volume mínimo e restrições operativas hidráulicas;
- Perdas nas interligações consideradas no mercado de energia;
- Consumo próprio não considerado;
- Manutenção: não foi considerada a manutenção explícita e sim índices de indisponibilidade forçada – TEIF e de indisponibilidade programada – IP;
- Não consideração de tendência hidrológica, curva de aversão ao risco e acoplamento hidráulico entre os subsistemas;
- Considerados inalterados os limites de intercâmbio entre os subsistemas;

- O Custo Marginal de Expansão – CME, ou custo marginal de longo prazo, pode ser definido como o custo de atendimento ao diferencial de carga. Para esta análise, foi adotado o valor de R\$ 148/MWh, com tolerância de aproximadamente 2%.

Em seguida foi executado o aplicativo NWLISTOP, em sua versão compatível com o NEWAVE, com o intuito de obter uma listagem detalhada dos arquivos de entrada necessários na execução do aplicativo EASSEG – EPE.xls. Nesta etapa, foram utilizados os seguintes valores de CMO Mínimo: o *default* do aplicativo igual a R\$ 0,00/MWh, o valor atual da Tarifa de Energia de Otimização – TEO igual a R\$ 8,18/MWh e o valor atual mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD_min) igual a R\$ 16,31/MWh. Justifica-se a utilização destes valores em virtude dos mesmos terem como base de cálculo o custo marginal de operação.

Adicionalmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade em relação ao comportamento dos Blocos Hidráulico e Térmico, com a mesma variação do CMO Mínimo explicitada anteriormente, quando da redução da carga de energia a ser atendida, ou seja, reduzindo-se o mercado de energia do Caso Base.

2.1.1 Tarifa de Energia de Otimização – TEO

A Tarifa de Energia de Otimização – TEO foi estabelecida dentro do Mercado de Realocação de Energia – MRE, o qual tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O MRE tem por finalidade realocar a energia, transferindo o excedente daqueles que geram além de suas energia assegurada para aqueles que geram abaixo (6).

A troca de energia entre as centrais para garantir os níveis de energia assegurada se faz a preço da TEO, que deve cobrir os custos incrementais referentes à produção de energia elétrica transacionada no MRE (custos incorridos na produção de energia acima da energia assegurada das usinas como forma de compensação financeira).

Os custos de geração a serem remunerados correspondem aos custos inerentes aos impostos (PIS, COFINS e CPMF), os custos do pagamento da compensação financeira e os custos de operação e manutenção, relativo ao pagamento de pessoal e equipamento necessário para manter a central operando.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 755 de 16 de dezembro de 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelece o TEO em R\$ 8,18/MWh, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2009.

2.1.2 Preço de Liquidação de Diferenças - PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é preço a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (7).

O Despacho ANEEL nº 53 de 9 de janeiro de 2009, atualiza o valor mínimo do preço de liquidação das diferenças (PLD_min) para R\$ 16,31/MWh, com validade entre a primeira e a última semana operativa de preços de 2009, parta todos os submercados.

2.2 Resultados Obtidos: Caso Base

As Tabelas 1, 2 e 3 apresentam os valores obtidos para os Blocos Hidráulico e Térmico, após simulação energética do Caso Base e, posterior execução do aplicativo EASSEG-EPE, para cada um dos valores de CMO Mínimo considerado:

Tabela 1 – Blocos Hidráulico e Térmico – CMO Mínimo = R\$ 0,00/MWh (*default*)

Subsistema	1	2	3	4	
Nome	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	TOTAL
C.Crit.	38.001,0	9.776,0	9.907,0	6.136,0	63.820,0
FH	48,60%	11,61%	9,63%	8,08%	77,93%
FT	11,76%	3,49%	4,96%	1,86%	22,07%
FT lim	11,64%	3,52%	5,02%	1,90%	22,07%
BH	31.019,0	7.411,5	6.145,8	5.157,2	49.733,4
BT	7.503,0	2.227,4	3.166,0	1.190,2	14.086,6
BT lim	7.425,9	2.246,6	3.203,2	1.210,9	14.086,6

Tabela 2 – Blocos Hidráulico e Térmico – CMO Mínimo = R\$ 8,18/MWh (TEO)

Subsistema	1	2	3	4	
Nome	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	TOTAL
C.Crit.	38.001,0	9.776,0	9.907,0	6.136,0	63.820,0
FH	48,72%	11,61%	9,64%	8,09%	78,06%
FT	11,69%	3,48%	4,92%	1,85%	21,94%
FT lim	11,58%	3,51%	4,98%	1,88%	21,94%
BH	31.093,1	7.408,7	6.151,1	5.164,9	49.817,8
BT	7.462,4	2.219,1	3.141,6	1.179,1	14.002,2
BT lim	7.389,7	2.237,3	3.177,5	1.197,8	14.002,2

Tabela 3 – Blocos Hidráulico e Térmico – CMO Mínimo = R\$ 16,32/MWh (PLD_Min)

Subsistema	1	2	3	4	
Nome	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	TOTAL
C.Crit.	38.001,0	9.776,0	9.907,0	6.136,0	63.820,0
FH	48,85%	11,61%	9,65%	8,10%	78,21%
FT	11,62%	3,46%	4,88%	1,83%	21,79%
FT lim	11,51%	3,49%	4,93%	1,85%	21,79%
BH	31.176,8	7.411,1	6.156,7	5.171,6	49.916,2
BT	7.415,4	2.209,3	3.113,0	1.166,0	13.903,8
BT lim	7.346,1	2.226,8	3.148,1	1.182,7	13.903,8

Conforme se observa nas tabelas acima, e como era de se esperar, após estabelecer um piso positivo para os custos marginais de expansão, ocorre um aumento do Bloco Hidráulico e uma conseqüente diminuição do Bloco Térmico, com relação ao caso de referência onde o CMO Mínimo é igual ao *default* do aplicativo.

Considerando o valor do CMO Mínimo igual a R\$ 8,18/MWh (TEO), verifica-se um aumento do Bloco Hidráulico de 0,2%, ou seja, 84,5 MW médios, que corresponde a uma diminuição de 0,6% do Bloco Térmico. Já considerando o valor do CMO Mínimo igual a R\$ 16,32/MWh (PLD_Min), o Bloco Hidráulico é aumentado em 0,4%, ou seja, 182,8 MW médios, o que reflete uma diminuição de 1,3% do Bloco Térmico.

2.3 Resultados Obtidos: Redução do Mercado

Com a finalidade de analisar o comportamento dos Blocos Hidráulico e Térmico, variando-se o valor do CME, inicialmente, reduziu-se o mercado de energia total em até 5%, com intervalos de 0,5% em relação ao mercado do caso base, mantendo constante o número mínimo de iterações igual a 7 – número de iterações com que convergiu o caso base – sem necessariamente convergir cada caso no final do processo.

Como os custos marginais de operação são diretamente proporcionais ao mercado solicitado à configuração do sistema, por simplificação, reduziram-se todos os mercados na mesma proporção, para obter os CMO's equivalentes.

A Figura 1 abaixo apresenta o comportamento do valor do Custo Marginal de Operação dos subsistemas SE/CO/AC/RO, SUL, NORDESTE e N/MAN, a partir da redução do mercado total de energia do sistema.

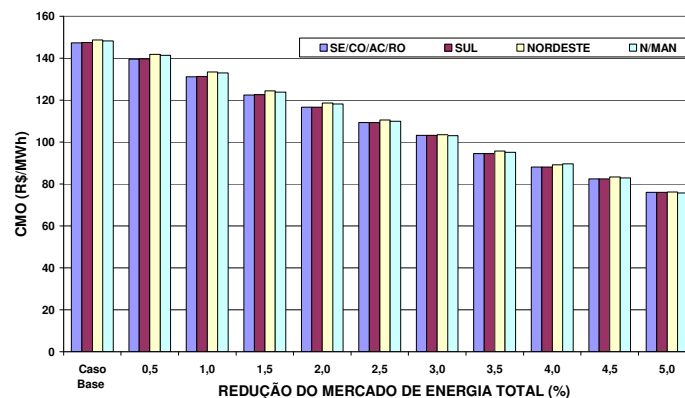


Figura 1 – Custos Marginais de Operação x Redução do Mercado Total de Energia

Observa-se ainda na Figura 2 abaixo o comportamento dos riscos de não atendimento associados a cada subsistema, a partir da redução do mercado total de energia do sistema.

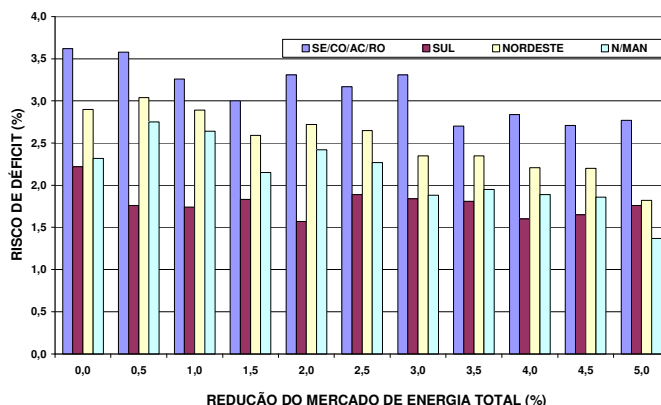


Figura 2 – Riscos de Déficit x Redução do Mercado Total de Energia

Em seguida, novamente foi executado o aplicativo EASSEG-EPE para cada caso de redução do mercado de energia total, com a finalidade de obter os valores dos Blocos Hidráulico e Térmico, quando se varia o valor do CMO Mínimo, quais sejam: o *default* do aplicativo igual a R\$ 0,00/MWh, o valor atual da Tarifa de Energia de Otimização – TEO igual a R\$ 8,18/MWh e o valor atual mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD_min) igual a R\$ 16,31/MWh.

As tabelas 3,4 e 5 apresentam os valores dos Blocos Hidráulico e Térmico, após simulação energética com mercado de energia reduzido, para cada valor do CMO Mínimo considerado.

Tabela 3 – Blocos Hidráulico e Térmico (Mwmédios) – CMO Mínimo = R\$ 0,00/MWh (*default*)

	REDUÇÃO PROPORCIONAL DO MERCADO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA										
	Base	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
BH	49.733	49.503	49.351	49.169	48.909	48.733	48.472	48.305	48.080	47.768	47.453
BT	14.087	13.997	13.831	13.693	13.634	13.492	13.434	13.281	13.188	13.180	13.176

Tabela 4 – Blocos Hidráulico e Térmico (Mwmédios) – CMO Mínimo = R\$ 8,18/MWh (TEO)

	REDUÇÃO PROPORCIONAL DO MERCADO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA										
	Base	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
BH	49.818	49.595	49.452	49.281	49.031	48.867	48.620	48.472	48.264	47.977	47.691
BT	14.002	13.905	13.730	13.581	13.512	13.358	13.286	13.114	13.004	12.971	12.938

Tabela 5 – Blocos Hidráulico e Térmico (Mwmédios) – CMO Mínimo = R\$ 16,32/MWh (PLD_Min)

	REDUÇÃO PROPORCIONAL DO MERCADO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA										
	Base	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
BH	49.916	49.703	49.572	49.414	49.176	49.027	48.797	48.673	48.489	48.232	47.985
BT	13.904	13.797	13.610	13.448	13.367	13.198	13.109	12.913	12.779	12.716	12.644

Comparando-se os valores dos Blocos Hidráulico e Térmico no início e final dos estudos, verifica-se uma redução de 4,59% do BH e de 6,46% do BT para o CMO Mínimo igual a R\$ 0,00/MWh, uma redução de 4,27% do BH e de 7,60% do BT para o CMO Mínimo igual a R\$ 8,18/MWh e uma redução de 3,87% do BH e de 9,06% do BT para o CMO Mínimo igual a R\$ 16,32/MWh.

Uma outra análise pode ser feita comparando-se o valor dos Blocos Hidráulico e Térmico no final do período de estudo, ou seja, com redução do mercado de energia de 5%, para cada valor de CMO Mín considerado. Assim, percebe-se uma diferença de 0,5% do BH e de 1,81% do BT quando se compara o Caso Base com o caso com CMO Mín igual a TEO, e uma diferença de 1,12% do BH e de 4,04% do BT quando a mesma comparação é feita quando se utiliza CMO Mín igual ao PLD Mín.

Complementando as informações apresentadas nas tabelas acima, as Figura 3 e 4 abaixo mostram, respectivamente, o comportamento das curvas de CMO Mínimo, com a redução do mercado de energia total do sistema e conseqüente diminuição dos Blocos Hidráulico e Térmico.

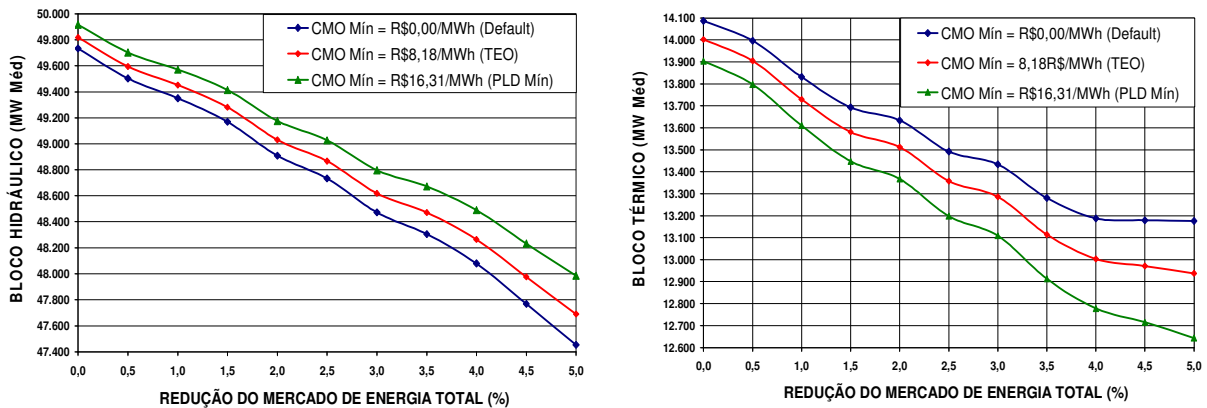


Figura 3 e 4 - Bloco Hidráulico e Bloco Térmico x Redução do Mercado Total de Energia

3.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Após as análises apresentadas no decorrer do presente trabalho, conclui-se que quando se varia o valor do Custo Marginal de Operação Mínimo no aplicativo EASSEG-EPE, conforme os valores previamente estipulados, pouca variação ocorre nos valores dos Blocos Hidráulico e Térmico, utilizados no cálculo do rateio de energia assegurada das usinas de geração. Entretanto, o valor nulo comumente utilizado pelo Setor Elétrico para o CMO Mínimo é irreal, pois nem mesmo em períodos de vertimento isto acontece. Desta forma, necessita-se de estudos de metodologias mais aprofundadas para determinação deste valor.

A análise de sensibilidade quanto ao comportamento dos Blocos Hidráulico e Térmico quando da redução do mercado de energia total, mostra que existe uma relação direta com o valor considerado para o CMO Mínimo, reforçando-se assim a ideia de posterior estudo de determinação deste valor.

Confirmamos que a energia garantida total do sistema não se altera em função do CMO mínimo, havendo apenas uma mudança de proporção entre os fatores hidráulico e térmico, o que reflete no cálculo das garantias físicas dos respectivos empreendimentos.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração – Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008 - Brasil. Nota Técnica EPE-DEE-RE-116/2008*. Rio de Janeiro, agosto de 2008.
- (2) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Decreto nº 5.163*, 30 de junho de 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 26.01.2009.
- (3) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas - Brasil. Nota Técnica EPE-DEE-RE-099-2008*. Rio de Janeiro, julho de 2008.
- (4) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Portaria ANEEL nº 258*, de 28 de julho de 2008. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 03.01.09.
- (5) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Homologatória nº 755*, 16 de dezembro de 2008. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 28.01.2009.
- (6) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e 3JL Consultores Ltda. *Estudos dos Custos de O&M das UHE's Interligadas ao SIN – Composição da TEO – Tarifa de Energia de Otimização – Brasil. SRG/ANEEL*. Brasília, dezembro de 2003.
- (7) CCEC – Câmara de Comercialização de Energia. *Comercialização de Energia – Preços*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 03.02.09.
- (8) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Despacho nº 53*, 9 de janeiro de 2009. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, 03.02.09.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Carlos da Costa Ferreira

Nascido em Bicas, MG em 19 de abril de 1982.

Mestrando (previsto 2010) em Engenharia Elétrica e de Computação na UFG e Graduado (2006) em Engenharia Civil, UFJF.

Empresa: ELETRONORTE – Centrais Elétricas de Norte do Brasil S.A..

Atua na Gerência de Planejamento Energético – EPPE