



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

GPL - 22  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII  
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ANÁLISE DE BEM-ESTAR DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM ELEVADA  
PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL**

**A.M. Leite da Silva\* W.S. Sales L.C. Resende**  
**GESis – UNIFEI, Itajubá, MG – Brasil**

**L.A.F. Manso**  
**DEPEL – UFSJ, São João Del Rei, MG – Brasil**

**V. Miranda M.J.Q. Aguiar M.A. Matos J.A. Peças Lopes**  
**USE – INESC, Porto – Portugal**

**RESUMO**

Este artigo resume uma aplicação da simulação cronológica de Monte Carlo para avaliar requisitos de reserva de sistemas de produção (geração) tendo em conta a penetração de fontes renováveis. A idéia é compreender o comportamento de índices de confiabilidade, incluindo os de análise de bem-estar de um sistema (confiabilidade preventiva), quando essa penetração assume valores importantes, seja em grandes hidroelétricas, mini-hídricas ou eólicas. De modo a ilustrar os conceitos discutidos, são mostrados alguns resultados para um cenário hipotético da situação Portuguesa.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade, Adequação de sistemas de geração, Simulação Monte Carlo, Análise de bem-estar, Confiabilidade preventiva, Energias renováveis.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

É um dado adquirido que as energias renováveis, em especial na Europa, irão assumir uma fração importante das formas de produção elétrica, com vista a minimizar a dependência do petróleo e as emissões de CO<sub>2</sub> [1-2]. Esta perspectiva não deixa de acender sinais de alerta junto aos órgãos de decisão – não só por representar uma alteração estrutural importante, mas também porque aparece a introdução de um elevado número de variáveis aleatórias e complexidades no sistema de geração-transporte, devido à capacidade *flutuante* das fontes renováveis.

Os modelos determinísticos de estudo são atrativos em geral pela sua simplicidade. Infelizmente, a teoria e a experiência demonstraram que são insuficientes para se efetuar uma correta avaliação de riscos – crescendo que a experiência com largas penetrações de energia eólica é diminuta. Todavia, é preciso aceitar que alguns critérios determinísticos (por exemplo, o da segurança N-1) são instrumentos de trabalho das empresas, que dificilmente serão abandonados nos próximos anos. As metodologias baseadas em conceitos probabilísticos são bem mais poderosas e têm sido aplicadas com muito êxito [3], mas de aceitação nem sempre fácil.

Recentemente, foi desenvolvido um novo modelo de trabalho para combinar o rigor dos modelos probabilísticos com a percepção determinística dos planeadores – a *Análise de Bem-Estar* [4]-[6]. O objetivo desta análise é estabelecer uma medida do grau de sucesso de cada estado do sistema. Os estados de sucesso são divididos entre estados Saudáveis (H) e estados Marginais (M), sendo estes os que são de alguma forma adjacentes aos estados considerados de falha do sistema.

\* GESis – UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá, Av. BPS, 1303 – Itajubá, MG, BRASIL  
Tel.: (35) 3629-1254 – Fax: (35) 3629-1365 – E-mail: armando@iee.efei.br

A Análise de Bem-Estar tem sido aplicada na última década em estudos do sistema de produção (geração) [4]-[5], incluindo também o transporte (transmissão) [6]. Nos estudos envolvendo sistemas de produção, tem-se recorrido a simulações de Monte Carlo, seqüenciais ou cronológicas, considerando a perda da unidade de maior capacidade como o critério determinístico do problema. Estes conceitos são extremamente úteis para o dimensionamento da reserva estática de um sistema (i.e. adequação) tendo em vista a presença de fontes renováveis.

Neste artigo apresenta-se uma aplicação da simulação cronológica de Monte Carlo para avaliar requisitos de reserva estática de um sistema de geração. A idéia é investigar o comportamento de índices de confiabilidade, incluindo os da *Análise de Bem-Estar*, quando uma parte considerável do parque produtor é de origem renovável, compreendendo eólicas [7]-[10], hidroelétricas [11] e mini-hídricas (i.e. PCHs). Os estudos sobre o sistema Português referem-se a diversos índices, incluindo o custo de perda de carga [12], cujos valores serão discutidos.

## 2.0 - RESUMO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A modelagem cronológica ou seqüencial de Monte Carlo exige um elevado esforço computacional, principalmente na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos – geração e transmissão (G&T). Para evitar este inconveniente, foi proposto recentemente um modelo designado por *pseudo-cronológico* [12] que preserva a eficiência dos modelos não-seqüenciais, mas permite a modelagem de curvas cronológicas tal como os modelos seqüenciais. Isto é especialmente relevante quando se tem que abordar o problema G&T com inúmeras fontes que dependem de séries de aflúncias, seja de água, de vento, solar, etc. Entretanto, neste trabalho envolvendo somente avaliações das capacidades de geração (produção), o modelo cronológico foi adotado [13]-[15], por ser bastante simples e eficiente do ponto de vista computacional.

### 2.1 Modelos

Para centrais térmicas e grandes hídricas, os seus geradores foram representados por um modelo de Markov de dois estados. As capacidades das hídricas foram definidas mês a mês de acordo com as respectivas séries cronológicas de aflúncias.

Um parque eólico consta normalmente de várias unidades que foram agrupadas num único modelo de Markov com vários estados, tendo como dados de partida apenas as taxas de falha (ou avaria) e reparo (ou reparação) das unidades que compõem os grupos eólicos. As produções horárias foram definidas com base em séries de vento locais. As mini-hídricas foram também reunidas em grupos para simplificar o processo de modelagem.

As unidades de co-geração foram representadas de forma idêntica às unidades térmicas e agrupadas em conjuntos. Adotou-se um *fator de utilização* para modelar a fração de potência que efetivamente é entregue ao sistema. Este fator varia durante o ano em função seja do processo industrial seja do jogo mais ou menos atrativo das tarifas.

Por mês, uma certa fração da capacidade instalada foi considerada sob manutenção.

Na simulação usou-se um modelo cronológico horário da curva de carga com 8760 estados, podendo adicionar-se um coeficiente de variação correspondente à incerteza de previsão.

### 2.2 Índices convencionais e índices de *Bem-Estar*

Os índices probabilísticos convencionais são: LOLP – Probabilidade de perda de carga; LOLE – idem, em dias por ano; EPNS – Carga média cortada; EENS – Energia média anual não fornecida/suprida; LOLF – Freqüência de perda de carga; LOLD – Duração média de perda de carga; LOLC – Custo médio da perda de carga.

Os índices de *Bem-Estar* determinados para o sistema foram:

$E_H$  – Número esperado de horas em estados saudáveis, ou seja, número esperado de horas em que o sistema residirá em estados considerados saudáveis; i.e. não violando nenhum critério determinístico;

$E_M$  – Número esperado de horas de residência em estados marginais, ou seja, em que o sistema estará funcionando sem perda de carga, mas violando algum critério determinístico de segurança (por exemplo, o critério N-1);

$F_H$  e  $F_M$  – freqüências de ocorrência de estados saudáveis e marginais, respectivamente;

$D_H$  e  $D_M$  – duração média de residência em estados saudáveis e marginais, respectivamente;

No caso da simulação apresentada, o critério determinístico a observar foi: *perda da maior unidade de geração disponível no sistema*.

### 2.3 Programa computacional

Estes modelos foram implementados em FORTRAN (modelos de cálculo) e VISUAL BASIC (modo de interação com o usuário). O processo de convergência da simulação é monitorado a partir do valor do coeficiente de variação especificado para o índice EENS (e.g.  $\beta=5\%$ ), sendo experiência que, quando este índice converge, os restantes também terão convergido [12]. Em paralelo, efetua-se a determinação de todas as distribuições de probabilidade dos índices: convencionais e de *Bem-Estar*.

### 3.0 - ALGUNS RESULTADOS PARA 2002 E 2010

O algoritmo acima referido foi testado para o caso Português, apresentando-se seguidamente alguns resultados para dois cenários, correspondentes a configuração do sistema em 2002 e uma configuração possível para 2010.

Na configuração do ano de 2002, o Sistema Português (SP) tem 479 unidades de geração com uma capacidade instalada de 10,9 GW, sendo: hídricas: 4,15 GW; térmicas: 4,86 GW; eólicas: 0,17 GW; mini-hídricas: 0,30 GW; co-geração: 1,42 GW. A ponta de carga anual ocorreu em Dezembro e foi de 7,40 GW. Assim, a reserva estática cifrou-se em 32% da capacidade instalada, e a produção renovável assumiu um valor de 42% da capacidade total. Para o cenário de 2010, esta percentagem subirá para 51% da capacidade total, com uma contribuição de 3,75 GW de eólicas.

Para o cálculo do índice LOLC, adotou-se o valor de 1,5 €/kWh de custo de interrupção para todas as classes de consumo – Indústria (42%), Serviços e Comércio (30%), Residencial (25%), Agricultura (2%) e Transportes (1%). As hídricas foram representadas pelas 7 bacias hidrográficas mais importantes de Portugal e 10 anos de séries hidrológicas. As taxas de falha foram admitidas de 4,62 falhas/ano e os tempos médios de reparo de 25 horas. Nas térmicas (excluindo co-geração) foram representadas 32 unidades em 2002, com taxas de falha entre 6,8 e 23 falhas/ano e tempos médios de reparo entre 30 e 50 horas.

Para representação das eólicas, Portugal foi dividido em 3 regiões de vento, Norte, Centro e Sul, prevendo-se no futuro ainda a subdivisão entre Litoral e Interior. A Figura 1 apresenta séries de médias horárias para a Primavera na região Centro, obtidas a partir de dados de medições. Para as mini-hídricas, usou-se uma série única por ano para cada conjunto agregado. Para modelar a co-geração, usaram-se dados reais (do ano 2002) relativos à participação da co-geração na produção nacional. Para a capacidade colocada sob manutenção em cada mês, foram utilizados valores equivalentes aos observados em 2002. A Figura 2 apresenta uma curva de carga típica (Dezembro de 2002).

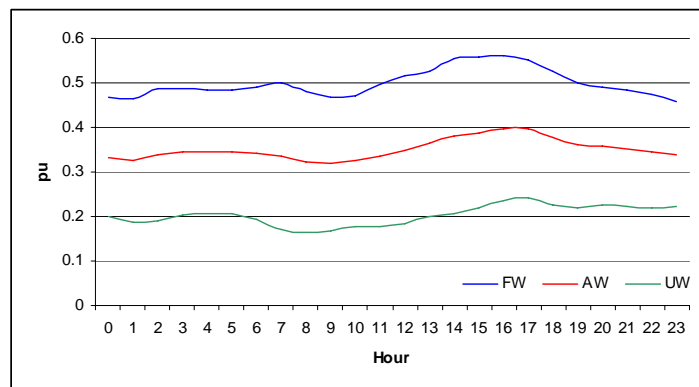


FIGURA 1: Séries Eólicas Horárias (Primavera & Centro) - Favorável (FW); Média (AW) Desfavorável (UW).

Numa configuração possível para 2010, o SP teria uma capacidade total instalada de 17,83 GW, sendo: hídricas → 4,94 GW; térmicas → 6,27 GW; eólicas → 3,75 GW; mini-hídricas → 0,45 GW; co-geração → 2,42 GW. A ponta de carga prevista será de 10,59 GW, sendo a reserva estática de 40,6% da capacidade instalada. Observe-se, em

especial, o crescimento notável da potência de origem eólica, para cerca de 21% do total, contribuindo para o aumento da participação de renováveis de 42,4% para 51,2%.

As simulações realizadas para diversas configurações do Sistema Português visam determinar qual o valor adequado de capacidade instalada para assegurar a alimentação da carga, considerando não somente as disponibilidades dos equipamentos, mas também as incertezas na disponibilidade dos recursos renováveis. Estes estudos consideram o horizonte de 10 anos (2004-2013), sendo especificados diversos cenários envolvendo não só condições hidrológicas e eólicas desfavoráveis, mas também penetrações da co-geração e estratégias de manutenção. Neste artigo encontram-se apenas os resultados e conclusões mais relevantes, podendo obter-se mais detalhes em [13]-[15].

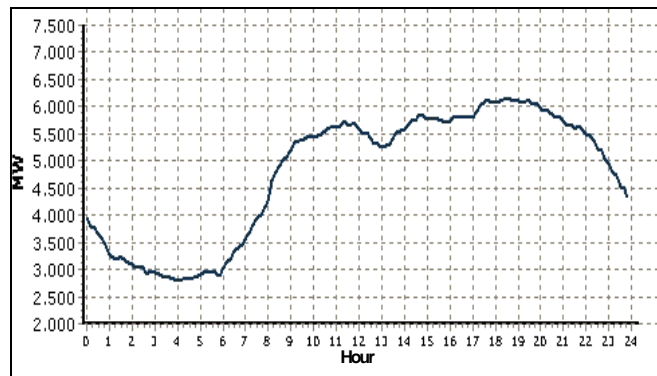


FIGURA 2: Curva de Carga Horária - Dia Típico (Dezembro 2002).

Os cenários de simulação foram agrupados em 4 casos:

- Caso BASE: Todos os dados históricos hidrológicos e eólicos são usados;
- Caso HW: Consideração em simultâneo do ano hidrológico e do ano eólico mais severos;
- Caso HWM: Caso semelhante ao HW com uma capacidade em manutenção acrescida de 20%;
- Caso HW<sub>Z</sub>: Consideração em simultâneo do ano hidrológico mais severo com a total ausência de vento; (isto é, ignorando a presença das eólicas).

Considerando o Caso Base de 2002, a simulação estendeu-se por 20.764 anos até a convergência estar assegurada e foram visitados 598.645.610 estados de operação do sistema. Para o caso HWM, necessitou-se de simular 2.365 anos e visitar 68.691.818 estados; num PC a 2,4 GHz, esta simulação demorou cerca de 2,2 minutos. A Tabela 1 apresenta os índices calculados para os anos de 2002 e 2010, permitindo uma comparação em cada caso.

Genericamente, conclui-se que a configuração de 2002 é bastante robusta. Se houvesse sido estipulado um limiar de LOLE de 10 h/ano, o sistema seria aprovado, pois o caso mais severo (cenário HWM) apresenta um valor francamente inferior. Poder-se-ia ainda fazer uma análise de risco, pelo exame da distribuição das probabilidades acumuladas, concluindo-se que a probabilidade de se ter valores de LOLE superiores ao limite de 10 h/ano é de apenas 7% no pior caso (HWM) (ver Figura 3).

Já em 2010 o cenário mais severo é o HW<sub>Z</sub> (onde se supõe a inexistência do vento), embora também no caso HWM se ultrapasse o valor do limiar de LOLE de 10 h/ano.

TABELA 1: Índices clássicos e resultados da *Análise de Bem-Estar*.

Caso		LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	E <sub>H</sub> (h/ano)	E <sub>M</sub> (h/ano)	F <sub>H</sub> (/ano)	F <sub>M</sub> (/ano)	D <sub>H</sub> (h)	D <sub>M</sub> (h)
Base	2002	0,1868	22,72	8758	1,911	1,290	1,414	6787	1,352
	2010	0,2564	38,97	8757	2,370	1,796	1,930	4876	1,228
HW	2002	0,6052	81,15	8754	5,307	3,381	3,788	2589	1,401
	2010	1,983	301,7	8742	15,15	10,37	11,45	843,0	1,323
HWM	2002	2,585	371,2	8739	18,47	10,69	12,29	817,2	1,503
	2010	<b>11,01</b>	2029	8696	52,42	32,24	37,06	269,7	1,414
HW <sub>z</sub>	2002	0,7245	96,89	8753	6,446	3,988	4,481	2195	1,438
	2010	<b>34,78</b>	6997	8602	<b>124,0</b>	70,16	84,16	122,6	1,473

Numa análise de *Bem-Estar* para este cenário HW<sub>z</sub>, pode apreciar-se que o sistema residiria em estados marginais (isto é, não respeitando critérios de segurança determinística) em 124 h/ano, transitando para esses estados com uma frequência de cerca de 84 vezes por ano (correspondendo possivelmente a um número inaceitável de situações de alerta que teriam de ser experimentadas pela operação – poderia argumentar-se, para dar uma idéia, que em quase 25% dos dias de um ano se poderiam viver situações de alarme). Mas mesmo no caso HWM a situação seria preocupante e não satisfazendo limiares aceitáveis.

Numa análise clássica, daqui se conclui que, se tomasse como limiar do LOLE o valor de 10 h/ano, a configuração para 2010 teria que ser revista para enfrentar condições severas hidrológicas e eólicas. Esta conclusão é completamente sustentada pela *Análise de Bem-Estar*, que identifica que o sistema viveria, em 2010 e nas mesmas condições severas, em situação de alarme ou alerta numa percentagem de tempo muito elevada, o que pode ser interpretado como uma efetiva medida de risco. A redução deste risco novamente implicaria a revisão da configuração com eventuais investimentos adicionais. Por exemplo, a adição de uma capacidade de 250 MW, por via de uma nova interligação à Espanha, poderia reduzir o índice LOLE de 34,7 para ~10h/ano.

As Figuras 3 e 4 mostram as funções de probabilidade individual e acumulada para os casos em questão, considerando os anos 2002 e 2010. Várias observações relevantes em termos de risco podem ser feitas baseadas nestas funções [14].

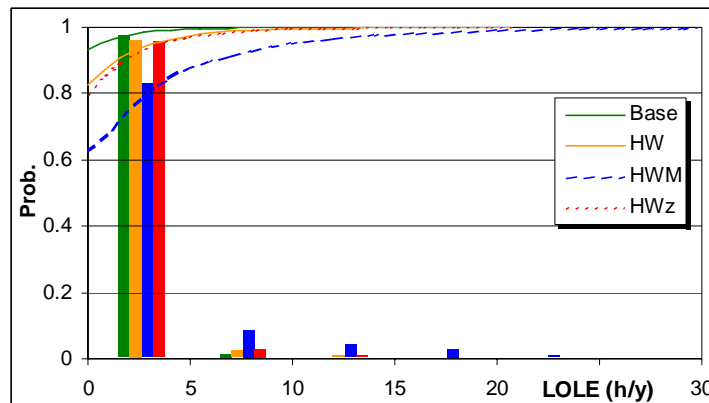


FIGURA 3: Funções de Probabilidade Individual e Acumulada – Índices LOLE (Casos 2002).

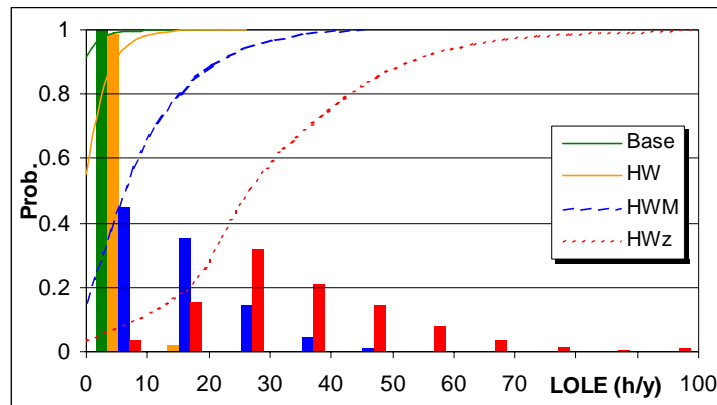


FIGURA 4: Funções de Probabilidade Individual e Acumulada – Índices LOLE (Casos 2010).

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Este artigo sublinha dois aspectos do planeamento moderno dos Sistemas de Potência: a utilidade dos modelos de *Análise de Bem-Estar* e a necessidade de estudar devidamente as vulnerabilidades resultantes de uma dependência elevada de fontes de energia renováveis. Os modelos de *Análise de Bem-Estar* são interessantes na medida em que oferecem um patamar de compatibilização entre os modelos probabilísticos e os critérios operacionais e determinísticos tradicionalmente adotados. Embora do ponto de vista científico haja todas as razões para conferir maior credibilidade aos modelos probabilísticos, há que reconhecer que, operacionalmente, seja por tradição seja por facilidade de interpretação e aplicação, a comunidade dos Sistemas de Potência conviverá por muitos anos ainda com critérios determinísticos de decisão.

A *Análise de Bem-Estar*, estabelecendo um nexo de ligação entre os dois universos, não só auxilia na apreensão dos conceitos envolvidos nos modelos probabilísticos como ajuda à compreensão das virtudes e fragilidades dos critérios de decisão determinísticos adotados. Por outro lado, a sua aplicação ao problema concreto do Sistema Português permitiu evidenciar a importância de se ponderarem, no seu planeamento, as debilidades avolumadas por uma prevista crescente penetração de produção renovável nos próximos anos. Este incremento conduziu, nos casos estudados, a uma evidência de aumento do risco de não satisfação da carga, medido em termos probabilísticos, e a um aumento da persistência do sistema em estados de alarme ou alerta, sempre que os cenários de exploração se apresentarem menos favoráveis.

#### 5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à DGGE (Direcção Geral de Geologia e Energia) e à REN (Rede Eléctrica Nacional), Portugal.

#### 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Rahman, "Green Power: What is it and where can we find it?", *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 1, No. 1, pp. 30-37, Jan./Feb. 2003.
- [2] European Union Directive 2001/77/EC, "On the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market", *Official Journal of the European Com.* L283, Oct. 27, 2001.
- [3] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability evaluation of power systems", Plenum Press, NY, 1996.
- [4] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, "A basic framework for generating system operating health analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp.1610-1617, Aug. 1994.
- [5] R. Billinton, R. Karki, "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 1172-1177, Aug. 1999.

- [6] A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, L.A.F. Manso e R. Billinton, "Well-being analysis for composite generation and transmission systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, pp. 1763-1770, Nov. 2004.
- [7] R. Billinton, H. Chen, R. Ghajar, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy", *IEEE Trans. on Energy Conv.*, Vol. 11, No. 4, pp. 728-734, 1996.
- [8] F.C. Sayas, R.N. Allan, "Generation availability assessment of wind farms", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No. 5, pp. 507-518, Sept. 1996.
- [9] P. Wang, R. Billinton, "Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution system", *IEEE Trans. on Energy Conv.*, Vol. 16, No. 2, pp. 134-139, June 2001.
- [10] R. Billinton, Bagen e Y, Cui, "Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 1, pp. 96-100, Jan. 2003.
- [11] A.M. Leite da Silva, A.C.G. Melo e S.H.F. Cunha, "Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems", *IEE Proc.-C*, Vol.138, No.1, pp.94-102, Jan. 1991.
- [12] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, "Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.
- [13] A.M. Leite da Silva et. al, "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources", PMAPS 2004 - International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa, USA, Sept. 2004.
- [14] A.M. Leite da Silva et al., "Influência dos Níveis de Penetração da PRE na Definição da Reserva Necessária à Segurança de Abastecimento", Relatório Final INESC-Porto, DGE, Dezembro 2003.
- [15] A.M. Leite da Silva et al., "Definição da Reserva Necessária à Segurança de Abastecimento – Estudos Complementares", Relatório Final INESC-Porto, DGGE, Dezembro 2004.