

## 11

## REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional das Águas (ANA) – Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em Consideração usos Múltiplos da Água (2002)
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – <http://www.aneel.gov.br>
- [3] Avaliação da Metodologia de Cálculo de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas: Relatório Técnico do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (disponível em <http://www.energiabrasil.gov.br/>)
- [4] Amboni M.K., Silva E.L., Alocação do Sobrecusto operativo via teoria dos jogos cooperativos, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001
- [5] Aumann, R.J. and L.S. Shapley (1974). Values of Non-Atomic Games. Princeton University Press.
- [6] Barros J.R.P. e Melo A.C.G., Usando Teoria dos Jogos Cooperativos para Repartir Custos associados a serviços ancilares – os casos da reserva de transformação e da potência reativa, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001
- [7] Barroso, L.A., Trinkenreich J., Granville S., Lino P., Pereira M.V., “Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidroelétricos” – XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- [8] Billera, L. J. and David C. Heath (1982), Allocation of Shared Costs: A Set of Axioms Yielding A Unique Procedure, Mathematics of Operations Research, Vol.7, No.1, 32-39.
- [9] Binato S., Pereira M.V., Decentralized Planing of Hydroelectric Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 10, No. 1, Fevereiro 1995.

- [10] Bonneville Power Administration, “the Draft Guide to the Tools and Principles for a Dry Year Strategy”, disponível em <http://www.bpa.gov/power/pgp/dryyear/>
- [11] Bonneville Power Administration, BPA Power Business Line, <http://www.bpa.gov/power/>
- [12] Campodonico N., Pereira M.V., Kelman R., “Long-term hydro scheduling based on stochastic-models”, Proceedings of EPSOM 1998.
- [13] Contreras J., Wu F., Coalition Formation in Transmission Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 14, No. 3, Agosto 1999.
- [14] Contreras, J., Klusch, M., Vielhalk, T. Y Wu, F. (1999) Multi-Agent Coalition Formation in Transmission Planning: Bilateral Shapley Value and Kernel Approaches. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference PSCC'99.
- [15] Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica – Brasília, Julho 2001
- [16] Descritivo das Regras do Mercado Atacadista de Energia 3.5: Mecanismo de Realocação de Energia – disponível em <http://www.mae.org.br>
- [17] Ente Regulador de los Servicios Públicos – Panamá: <http://www.ersp.gob.pa/>
- [18] Fortunato L.A.M., Neto T.A.A., Albuquerque J..R., Pereira M.V.F. - Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. ELETROBRÁS/Editora Universitária da UFF, 1990
- [19] Hobbs, B. Y Kelly, K. (1992) Using Game Theory To Analyze Electric Transmission Pricing Policies in the United States. European Journal of Operational Research, no. 56, pp. 154-170.
- [20] Kahan, J.P, Rapoport A., Theories of Coalition Formation, Lawrence Erlbaum Associates, Publishers, Hillsdale, NJ, 1995

- [21] Kelman, J. – Modelos Estocásticos no Gerenciamento de Recursos Hídricos, capítulo d Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos vol.1, da, Coleção ABRH, 1987.
- [22] Kelman J., Kelman R., Water allocation for the economic production in a semi-arid region, Water Resources Development, Vol18, No 3, 2002.
- [23] Kelman, Rafael. Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico. Monografia (Tese M.Sc.), COPPE/UFRJ, 1999
- [24] Kelman J., Kelman R., Pereira M., “Energia Firme Sistemas Hidrelétricos e Usos múltiplos dos recursos hídricos”, Revista da Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRH), 2003
- [25] Lemaire J., An application pof Game Thepry: Cost Allocation, Astin Bulletin Vol. 14, No 1
- [26] Lino P., “Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado”, tese de MSc, IM-NCE-UFRJ, 2001.
- [27] Lino P., Barroso L.A., Fampa M., Kelman R., Pereira M.V., “Bid-based dispatch of hydrothermal systems in competitive markets”, Annals of Operations Research, 120, pp.81-97, 2003.
- [28] Maschler, M, Peleg, B. Y Shapley, L. (1979) Geometric Properties Of The Kernel, Nucleolus, And Related Solutions Concepts. Mathematics of Operations Research, vol. 4, no. 4, pp. 303-338.
- [29] Marangon, Lima, Pereira, J. M. Y Pereira, J. (1995) An Integrated Framework For Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 971-977.
- [30] Medeiros A, Salgado R., Zurn H.. Uma metodologia para obtenção de fatores de perdas nodais via jogos cooperativos, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001

- [31] Myerson, R. (1991) *Game Theory Analysis Of Conflict*. Harvard University Press, London, Inglaterra.
- [32] Meehan G, Fraser H., “Evaluation of compulsory dry-year generation reserve proposals for New Zealand”, NERA Economic Consulting, 2003 (disponível em <http://www.med.govt.nz/ers/electric/supply-security/submissions/17/nera/>)
- [33] Ministry of Economic and Development of New Zealand: Supply Security Issues: <http://www.med.govt.nz/ers/electric/supply-security/index.html>
- [34] Oliveira G. C., Granville S., Pereira M., *Applications in Energy: Electrical Power, Handbook of Applied Optimization*, Edited by P. M. Pardalos and M. G. C. Resende, Oxford University Press, 2002
- [35] Owen G., On the Core of Linear Production Games, *Mathematical Programming*, Vol. 9, pp. 358-370, 1975
- [36] S.H.F. Cunha, S. Prado and J.P. da Costa, “Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética”, XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Vitória, Brasil, 16-20 Nov. 1997
- [37] Rippl W., Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply, *Proceedings of Institution of Civil Engineers* v. 71, 1883
- [38] Regras Algébricas do Mercado Atacadista de Energia 3.5, capítulo 7: Mecanismo de Realocação de Energia – disponível em <http://www.mae.org.br>
- [39] Silva E.L.; Morales J.C.; Melo A.C.G.; Allocating congestion cost using game theory, *Power Tech Proceedings*, 2001 IEEE Porto, Volume: 1 , 10-13 Sept. 2001 Pages:5 pp. vol.1.
- [40] Shapley L.S., Cores of convex games, *Int. J. Game Theory* 1 (1971), 11\_26.
- [41] Vieira, X. and Granville, S. and Pereira, M. and Gorenstin, B. and Mello, J. and Melo, A., “Ancillary Services: How to Allocate Costs in an Optimization-Based Framework”, *Proceedings of the CIGRÉ Symposium*, Neptun, 1997.

- [42] von NEUMANN, John; MORGENSTERN, Oskar. Theory of Games and Economic Behaviour. Princeton Press, 1947. ISBN 0691003629
- [43] WU, F., YEUNG, C. y POON, A. (1999) Game Theoretical Multi-Agent Modelling of Coalition Formation For Multilateral Trades. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 929-934.
- [44] Young, H., "Cost allocation", Handbook of game theory with economic applications", edited by Robert Aumann and Sergiu Hart. N.H Elsevier, 1994
- [45] Young, H., Okada, N. Y Hashimoto, T. (1982) Cost Allocation In Water Resource Development. Water Resources Research, vol. 18, no. 3, pp. 463-475.
- [46] Zapata C., Muñoz J., "Contratos de suministro electrico. Realidad Chilena, Boliviana y Argentina. Realidad, estímulo al desarrollo de contratos. Contratos y confiabilidad" Pontificia Universidad Catolica de Chile, Escuela de Ingeniería – Departamento de Ingeniería Eléctrica, (2000). Disponible em: <http://www2.ing.puc.cl/power/alumno%2000/contratos/trabajo.htm>
- [47] Zolezzi, J., Rudnick, H., "Tarificación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos", VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE - May 23-28, 2000, Curitiba.
- [48] Zolezzi, J., Rudnick, H., "Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, November 2002, pp. 1008-1015
- [49] Zolezzi, J., Rudnick, H., " Consumers coordination and cooperation in transmission cost allocation", IEEE Powertech, Bologna, Italy, June 2003
- [50] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Tutorial On Game Theory Applications in Electric power markets", IEEE Winter Meeting, NY, 1999.
- [51] J.F.Nash, "Non cooperative games", Annals of Mathematics, 54, pp. 286-295, 1951

- [52] R. Kelman, L.A.Barroso, M.V.Pereira, “Market power assessment in hydrothermal systems”, *IEEE Trans. Power Syst*, Vol. 16, No.3, 2001
- [53] S. Borenstein, J. Bushnell, C. Knittel, “Market power in electricity markets: beyond concentration measures”, PWP-059R, UCEI, 1999.
- [54] C. Metzler, B.F. Hobbs, and J.-S. Pang, “Nash-Cournot Equilibria in Power Markets on a Linearized DC Network with Arbitrage: Formulations and Properties”, *Networks and Spatial Theory*, 3(2), 2003.
- [55] Hobbs, B. F. and Helman, U., “Complementarity-based equilibrium modeling for electric power markets”, in D. Bunn, ed., *Modeling Prices in Competitive Electricity Markets*, J. Wiley, in press (2004).
- [56] J. Bushnell, “A mixed complementarity model of hydrothermal electricity competition in the western United States”, *Operations research*, Vol. 51, No. 1, pp. 80-93, 2003.
- [57] L.B.Cunningham, R. Baldick, M.L. Baughman. “An Empirical Study of applied game theory : transmission constrained Cournot behavior” , *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol.17, No.1, 2002.
- [58] Pereira M.V., Granville S., Dix R., Barroso, L., “Nash Equilibrium in Strategic Bidding: a binary expansion approach”, (submetido) *IEEE Trans. Power Syst*, 2004.
- [59] Vieira F.X., Pereira M., Gorenstin B., Mello J., Melo A., Granville S., “Transmission System cost allocation based on cooperative game theory” Brasil, 1997.
- [60] Tsukamoto Y., Iyoda I., “Allocation of fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory”, *IEEE Trans. on power systems*, vol. 11, No. 2, 1996.
- [61] Ransmeier, J., “The Tennessee Valley Authority: a case study in the economics of multiple purpose stream planning”, Vanderbilt Univ. press, Nashville, Tennessee, 1942
- [62] Verrechia R., “An analysis of two cost allocation cases”, *Acc ver* 579-593, 1982.

- [63] Billera, L., Heath, D., Raanan J., “Internal telephone billing rates: a novel application of non atomic game theory”, *Operations Research*, 956-965, 1978.
- [64] Bres E., Charnes A., Cole E., Hitt S., Lyders R., Rousseau J., Russell K., Shoeman M., “Costs and their assessment to users of a medical library: a game theoretic method for allocating joint fixed costs”, *Applied Game theory Physica verlag*, 334-351, 1979.
- [65] Straffin P., Heaney J., “Game theory and the Tennessee Valley Authority”, *International journal on Game Theory*, pp. 35-43, 1981
- [66] Inter Agency Committee on Water Resources, “Proposed Practices for economic analysis of river-basins projects”, US Government Printing Office, 1958.
- [67] Littlechild S., Thompson G., “Aircraft Landing Fees: a game theory approach”, *Bell Journal of Economics*, 186-207, 1977.
- [68] CPLEX - <http://www.ilog.com/products/cplex/>
- [69] XPRESS-MP - <http://www.dashoptimization.com/products.html?locale=english>
- [70] Scott,T. ; Read,E. – *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*, *International Transactions in Operational Research* 3 (3-4):243-253, 1996
- [71] Power Systems Research, Inc. (PSR) – “Estimativa dos benefícios da operação hidrotérmica coordenada” (2000) - estudo realizado para o ONS. Disponível em <http://www.psr-inc.com.br>
- [72] Rawls, John, *A Theory of Justice*, Princeton University Press; Revised edition (September 1999)
- [73] Rawls, John e Freeman, Samuel, *Collected Papers*, Harvard Univ Pr; (March 2001)
- [74] Binato, Silvio, *Análise de Diferentes Alternativas de Alocação de Custos e Benefícios Aplicadas à Operação e ao Planejamento de Sistemas Hidrelétricos*. Monografia (Tese M.Sc.), PUC-RJ, 1992
- [75] ONS – Operador Nacional do Sistema - <http://www.ons.org.br>

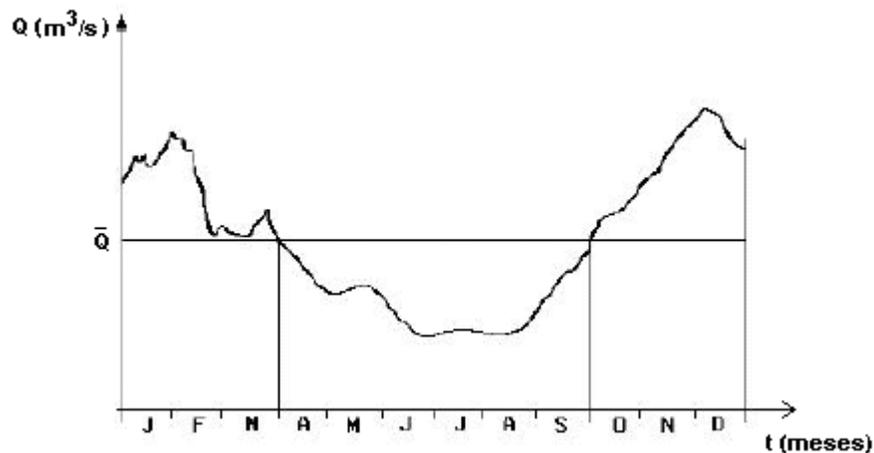
- [76] MAE – Mercado Atacadista de Energia - <http://www.mae.org.br>
- [77] Schmeidler, D. (1969), The Nucleolus of a characteristic function game, *SIAM Journal on Applied Mathematics*, 17: 1963-70
- [78] Kapov, D.S. & Beltrán, H.F. (1994). An Efficient Characterization of Some Cost Allocation Solutions Associated with Capacitated Network Design Problems. *Telecommunication Systems*, 3, 91-107.
- [79] Shapley, LS (1953) A values for n-person games, H.W. Kuhn and A.W Tucker, eds., *Contributions to the Theory of Games*, Vol. II. Annal of Mathematics Studies No. 28 Princeton, NJ: Princeton University Press
- [80] Relatório Técnico da Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGE) – (2002) - Grupo de Trabalho para Avaliação do Cálculo de Energia Assegurada.
- [81] Barber, C.B., Dobkin, D.P., and Huhdanpaa, H.T., "The Quickhull algorithm for convex hulls," *ACM Trans. on Mathematical Software*, 22(4):469-483, Dec 1996.
- [82] R. Kelman, M.V.Pereira, "Short Term Model for Hydrothermal Scheduling", *IEEE* (submetido), 2003
- [83] Aumann, R. J., and Maschler, M., The bargaining set for cooperative games. In M. Dresher, L. S. Shapley, and A. W. Tucker (Eds.), *Advances in game theory*. Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1964.
- [84] Kovalenkov, A. e Wooders, M. Holtz "Epsilon Cores of Games with Limited Side Payments, Nonemptiness and equal treatment" (2000)
- [85] Kenneth J. Arrow - <http://cepa.newschool.edu/het/profiles/arrow.htm>
- [86] Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Cartilha institucional – Dez de 2003. Disponível em <http://www.mme.gov.br>

## 12

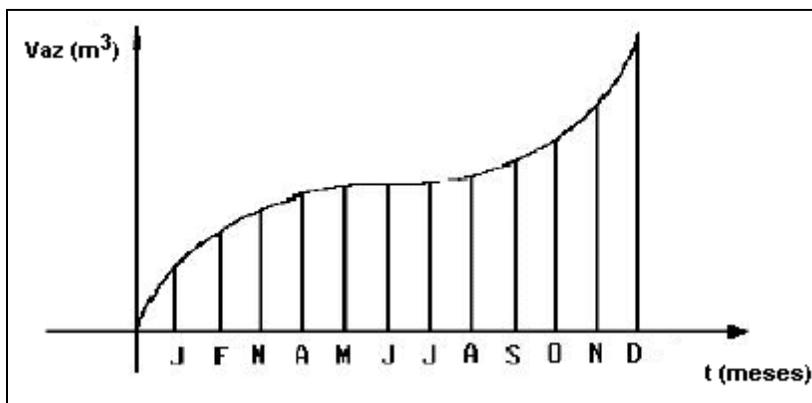
**ANEXO A – MÉTODO DO DIAGRAMA DE MASSAS (ou DIAGRAMA DE RIPPL).**

O volume útil de um reservatório pode ser entendido como o volume de armazenamento necessário para garantir uma vazão regularizada constante durante o período de estiagem mais crítico. Os métodos de cálculo deste volume baseiam-se no diagrama de massas, ou diagrama de Rippl, originalmente desenvolvido no final do século XIX.

O Diagrama de massas corresponde à integral de um histograma de vazões afluentes e, portanto, é um diagrama de volumes acumulados que afluem ao reservatório. Um histograma, como o mostrado na figura 12.1, dá origem ao diagrama de massas como o da figura 12.2.

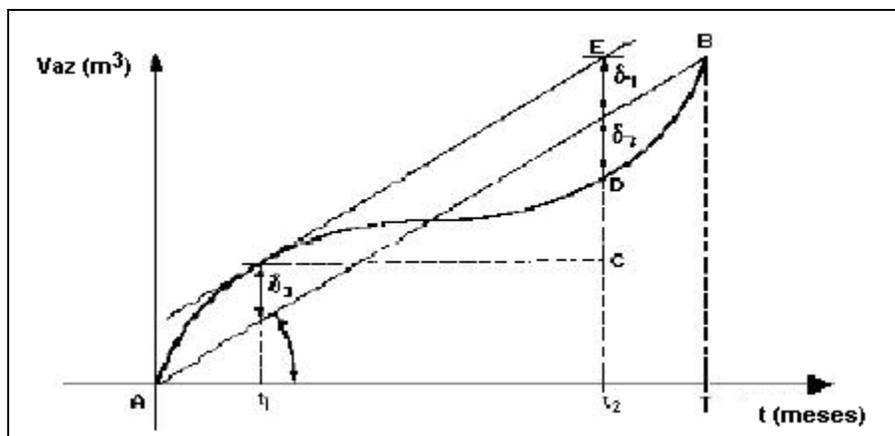


**Figura 12.1: Histograma afluente ao reservatório.**



**Figura 12.2 : Diagrama de Massas**

Como o diagrama de massas é a integral do histograma afluente ao reservatório, as retas tangentes a esta curva correspondem às vazões naturais do curso d'água em cada instante considerado, conforme ilustra a figura 12.3 a seguir.



**Figura 12.3: Elementos do diagrama de massas.**

Na figura 12.3, a vazão média de longo termo é dada pela inclinação da reta AB. As vazões a serem regularizadas são referenciadas como porcentagem da vazão média.

Considere que se a vazão a ser regularizada é a própria vazão média. O período mais crítico de estiagem na figura 12.3 é o intervalo de tempo de  $t_1$  a  $t_2$ . Para manter a vazão média durante este intervalo, será necessário descarregar do reservatório um volume  $V_n$ , dado por:

$$V_n = \bar{Q}(t_2 - t_1)$$

Como o diagrama da figura 12.3 é um diagrama integral, o volume  $V_n$  fica representado pelo segmento EC.

O volume  $V_a$  que aflui ao reservatório no período de tempo  $(t_1, t_2)$  é:

$$V_a = \int_{t_1}^{t_2} Q dt$$

Este volume é representado pelo segmento DC na figura 12.3.

Assim, a capacidade necessária para o reservatório, isto é  $(V_n - V_a)$ , é representada pelo segmento ED, que por sua vez é a soma de  $\delta_1$  e  $\delta_2$ .

Desta forma, utilizando-se o diagrama de massas, é possível determinar graficamente o volume útil do reservatório para uma determinada vazão regularizada. Para tanto, deve-se traçar uma reta passando pela origem e com inclinação igual à vazão desejada, ou seja, traçar a curva de vazões acumuladas de regularização. Passa-se então a traçar retas paralelas a esta e tangente à curva do diagrama de massas. O maior afastamento entre essas tangentes corresponde ao máximo déficit existente na série histórica natural, definindo, portanto, o volume útil a ser armazenado no reservatório.

Da análise do diagrama, observa-se que, nos pontos em que a reta tangente à curva tem inclinação maior que a vazão regularizada, haverá o enchimento do reservatório. Caso contrário, ocorrerá o seu esvaziamento.

Desta forma o diagrama de massas é um método determinístico (já que se baseia apenas na série histórica existente) que determina a capacidade do reservatório a ser construído que garanta uma vazão regularizada constante.

Caso o diagrama de massas não possua tangentes com inclinação menor que a vazão a ser regularizada, não existe a necessidade de construção do reservatório, já que neste caso fica claro que a vazão a ser regularizada é sempre atendida apenas com as vazões naturais afluentes.

## 12.1.

### Algoritmo recursivo

A valor da capacidade necessária para o reservatório obtido graficamente pelo diagrama de massas pode também ser calculado através de uma recursão inversa,

Suponha que estejamos simulando a operação de um reservatório para um histórico de vazões naturais  $a_t$  com  $T$  períodos e que uma demanda de água igual a  $d$  deve ser atendida em todos eles.

Sabe-se que no início do período  $T$ , ou seja, o último, seria necessário um reservatório que armazenasse uma quantidade de água  $v_T$  igual a  $\text{Max}\{0, (d - a_T)\}$ , onde  $a_T$  é o volume afluente no período  $T$ . Se  $a_T$  for maior que  $d$ , não seria necessário ter água alguma armazenada no início deste período e neste caso  $v_T$  seria igual a zero.

No período  $(T-1)$  o mesmo raciocínio pode ser aplicado, ou seja, seria necessário haver armazenada no início deste período uma quantidade de água  $v_{T-1}$  igual a  $\text{Max}\{0, (d - a_{T-1})\} + v_T$ .

Repetindo o mesmo procedimento até o primeiro período obtêm-se todos os montantes de água que devem estar armazenados no início de cada período. O maior valor dentre eles, portanto, é o tamanho mínimo que o reservatório deve ter para atender continuamente à demanda  $d$ .

## 13

### ANEXO B – ENERGIA ASSEGURADA E O SISTEMA BRASILEIRO

Este capítulo resume as principais questões sobre o tema “energia assegurada” no Sistema Brasileiro. Serão discutidos, de maneira resumida, a metodologia atual de cálculo de energia assegurada e seus critérios de alocação entre os agentes. Uma descrição mais detalhada do seu procedimento de cálculo pode ser encontrada em [3].

#### 13.1.

##### Certificados de Energia Assegurada (CEA)

No Sistema Elétrico Brasileiro, a confiabilidade de suprimento é obtida de maneira indireta, através de dois requisitos principais[86]: 100% da demanda deve estar contratada com geradores e cada contrato deve estar *respaldado* por uma capacidade de produção física de energia.

Há, portanto, uma ligação vital entre os respaldos e a confiabilidade de suprimento: para qualquer combinação de geradores cuja soma de respaldos é igual à demanda total, a confiabilidade física de suprimento deveria ser igual (ou melhor) do que o padrão estabelecido.

A capacidade de respaldo de uma usina hidrelétrica é conhecida como certificado de energia assegurada (CEA). O cálculo dos CEAs para as hidrelétricas é o tema deste anexo, e será discutido em detalhe mais adiante<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> Já as usinas térmicas, na regulamentação atual, têm um respaldo igual à chamada potência efetiva (potência nominal ajustada pela disponibilidade média, incluindo manutenção programada e saídas forçadas). As interconexões internacionais também possuem respaldos, que são iguais à capacidade nominal da interconexão. Entretanto o foco desta monografia é no cálculo de CEAs para usinas hidroelétricas.

### 13.2.

#### **Importância comercial dos CEAs**

Além da importância para a confiabilidade de suprimento e expansão eficiente, os CEAs têm grande importância comercial, pois formam o limite máximo para contratação bilateral e também atuam diretamente no chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que aloca os benefícios da operação integrada entre as usinas e está diretamente relacionado com o fluxo de pagamentos à usina no mercado de energia.

### 13.3.

#### **Cálculo dos CEAs – Sistema 100% hidroelétrico**

Como discutido ao longo desta monografia, a energia firme de um conjunto de usinas hidrelétricas é a máxima demanda que pode ser suprida continuamente (sem racionamento) na ocorrência das vazões registradas no histórico. Conforme mostrado no capítulo 2, a energia firme pode ser calculada de maneira iterativa, até que um critério de convergência seja atendido; um procedimento típico seria:

- (a) defina uma demanda firme inicial EF;
- (c) simule a operação do sistema para atender a esta demanda EF;
  - a. se ocorreu algum racionamento durante a simulação, reduza EF e volte ao passo (b); se não ocorreu nenhum racionamento, aumente EF e volte ao passo (b) ; se o critério de convergência é atendido, pare.

Alternativamente, a energia firme pode ser calculada diretamente como a solução de um problema de otimização, conforme apresentado no capítulo 2.

Suponhamos agora que, ao invés de um histórico de vazões de, por exemplo, setenta anos, dispõe-se de um “histórico” de milhares de anos. A energia assegurada é a máxima demanda que pode ser atendida (quase) continuamente ao longo destes milhares de anos: em  $x\%$  dos anos simulados, permite-se que haja algum racionamento. O parâmetro  $x\%$  é o risco de racionamento considerado aceitável para o sistema. Na regulamentação atual, este risco é de 5%. Portanto a energia assegurada é sempre calculada para um dado nível de risco de déficit.

O procedimento de cálculo da energia assegurada é conceitualmente análogo ao da energia firme:

- (a) defina uma demanda assegurada inicial EA
- (b) simule a operação do sistema visando o atendimento contínuo desta demanda
  - a. contabilize a porcentagem ( $x\%$ ) de anos simulados em que houve falha no atendimento; se  $x\%$  é inferior ao critério de risco (atualmente, 5%), aumente a demanda assegurada EA e volte ao passo (b); se  $x\%$  é superior ao critério de risco, reduza a energia assegurada EA e volte para (b); se  $x\%$  é igual ao critério (dentro de uma tolerância), EA é a energia assegurada.

### 13.3.1.

#### Repartição da energia assegurada

No sistema brasileiro, foram aplicadas duas metodologias básicas de repartição da energia assegurada total: geração média no período crítico e “última adição”.

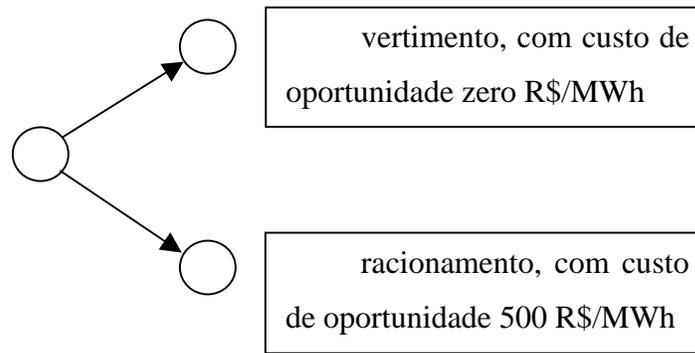
### 13.3.2.

#### Geração média no período crítico

Como visto nesta monografia, no caso da energia firme, onde não há racionamento, existe um único período crítico, correspondente ao intervalo em que os reservatórios vão de cheios a vazios (“raspam o fundo”). No caso probabilístico, em que  $x\%$  dos anos simulados ocorre um racionamento, existiriam vários “períodos críticos”, definidos de maneira análoga. A extensão natural do critério seria definir a energia assegurada de uma usina como sua geração média ao longo dos vários “períodos críticos”. Esta metodologia foi, de fato, proposta por algumas empresas do Setor.

Entretanto, verificou-se que havia uma maneira *equivalente*, e mais prática, de estender o critério de geração média. A energia garantida de uma usina seria proporcional ao *valor econômico da usina*, dado pela média dos produtos do custo marginal de curto prazo e da produção da mesma, para todos os estágios e cenários hidrológicos simulados.

A equivalência entre os dois critérios resulta do cálculo do custo marginal de curto prazo. Como é de conhecimento geral [12], este custo marginal representa a média do *custo de oportunidade* da geração hidrelétrica. A Figura a seguir ilustra um caso muito simples, onde só há dois cenários:



O primeiro cenário hidrológico, com probabilidade 90%, corresponde a uma vazão elevada que leva a vertimento. Neste caso, o custo de oportunidade futuro da água é zero. O segundo cenário, com probabilidade 10%, corresponde a uma vazão muito reduzida, que leva a racionamento. Neste caso, o custo de oportunidade é o custo de racionamento, suposto 500 R\$/MWh.

O custo marginal de curto prazo de hoje é dado pela média ponderada dos custos de oportunidade futuros:  $90\% \times \text{zero} + 10\% \times 500 = 50 \text{ R\$/MWh}$ . Pelo critério de valor econômico, a contribuição da usina seria igual à produção de hoje ( $y$  MWh) multiplicada pelo custo marginal (50 R\$/MWh).

Entretanto, a “árvore” acima poderia ser igualmente interpretada como a simulação de 90 cenários “não críticos”, onde uma redução incremental da geração da usina poderia ser compensada pelo aumento da produção de outra, sem problemas de suprimento; e 10 cenários “críticos”, onde a redução da produção da usina aumentaria o racionamento. Se contabilizarmos somente a produção média destes “períodos críticos”, o efeito é o mesmo do valor econômico, a menos da constante que representa o custo de racionamento. Em resumo, há uma equivalência metodológica entre os critérios “físicos”, baseados na produção média de cada usina nos períodos secos; e os critérios “econômicos”, baseados

na ponderação da produção pelo custo marginal de curto prazo. Esta relação é detalhada em [23],[74].

### 13.3.3.

#### Última adição

Como visto ao longo desta dissertação, neste critério a energia firme de cada usina é proporcional à *diferença* que esta usina causaria no firme total, se retirada do sistema. A extensão do critério de última adição para o caso de energia assegurada é imediata:

$$EA_i = ET \times [\Delta EA_i / (\sum_j \Delta EA_j)]$$

onde:

$EA_i$  energia assegurada da usina  $i$

$ET$  energia assegurada total do sistema (conjunto de usinas)

$\Delta EA_i$  diferença  $ET - EA_i$

$EA_{.i}$  energia assegurada do sistema quando a usina  $i$  é retirada do mesmo

$\sum_j \Delta EA_j$  somatório das energias asseguradas de todas as usinas (fator de ajuste para garantir que a soma das asseguradas individuais é igual à assegurada total)

### 13.3.4.

#### Crítérios de repartição adotados

Como visto ao longo desta dissertação, o critério de geração média “subestima” as energias asseguradas das usinas a montante e “superestima” a das usinas a jusante, pois não reconhece adequadamente a contribuição dos reservatórios para a regularização das vazões a jusante. O critério de “última adição” evita esta distorção, pois ao simular a retirada da usina, leva em consideração tanto o efeito da capacidade de produção como o de regularização do reservatório.

Como a valoração correta da contribuição da usina é essencial para a expansão eficiente do sistema, a ANEEL adotou o critério de última adição para calcular a energia assegurada das *novas usinas* (licitação de concessões).

Entretanto, havia uma dificuldade *comercial* importante para a aplicação do mesmo critério às usinas existentes na época da atribuição inicial das energias asseguradas: os contratos bilaterais vigentes eram baseados no critério de geração média<sup>28</sup>. Decidiu-se então usar um critério misto: os certificados de energia assegurada das existentes – que serviram de base para os Contratos Iniciais - foram baseados na geração média; os certificados das usinas novas foram baseados na última adição.

Em resumo:

os certificados de energia assegurada das usinas novas foram baseados no critério de última adição, mas os das existentes se basearam na geração média de período crítico.

Devido à importância comercial dos CEAs, a existência de diferentes critérios de alocação deveria ser reconhecida na revisão dos mesmos.

#### 13.4.

#### **Cálculo dos CEAs – sistema hidrotérmico**

Na seção anterior, foi discutido o cálculo dos CEAs quando é utilizada uma configuração somente hidroelétrica. O procedimento de cálculo da energia assegurada quando há usinas hidrelétricas e térmicas é idêntico ao do sistema 100% hidrelétrico visto na seção anterior:

- (a) defina uma demanda assegurada inicial EA
- (b) simule a operação do sistema visando o atendimento contínuo desta demanda
- (c) contabilize a porcentagem (x%) de anos simulados em que houve falha no atendimento

---

<sup>28</sup> Observa-se que a energia assegurada é anterior à primeira reforma do setor. Nesta época, o sistema era todo de propriedade estatal, e sua expansão do sistema era baseada no planejamento determinístico. Portanto, a alocação das energias asseguradas era menos importante, pois só tinha efeito para balanço

(d) se  $x\%$  é inferior ao critério de risco (atualmente 5%), aumente a demanda assegurada EA e volte ao passo (b); se  $x\%$  é superior ao critério de risco, reduza a energia assegurada EA e volte para (b); se  $x\%$  é igual ao critério (dentro de uma tolerância), EA é a energia assegurada.

#### **13.4.1.**

##### **Repartição da energia assegurada**

Assim como no caso 100% hidrelétrico, haveria duas maneiras de repartir a energia assegurada total: (i) proporcional ao valor econômico da usina (geração média no período crítico); e (ii) última adição.

#### **13.4.2.**

##### **Critério do valor econômico – geração média no período crítico**

Como visto na seção anterior, o critério de valor econômico é equivalente ao da geração média nos períodos secos. Esta equivalência permanece quando se introduzem usinas térmicas, pois o despacho da térmica depende, em última análise, do custo de oportunidade da geração hidrelétrica<sup>29</sup>.

#### **13.4.2.1.**

##### **Procedimento adotado**

Como já mencionado, o cálculo da energia assegura antecede por vários anos a primeira reforma do setor. Na época, por limitação das ferramentas computacionais, foi adotado o seguinte procedimento simplificado:

- (a) calcule a energia assegurada total ET como descrito em 13.4, usando um modelo *agregado* das usinas hidrelétricas.

---

contratual. Com a reforma do setor, como mencionado, a energia assegurada passou a ser o elemento central da expansão e contratação.

<sup>29</sup> Se o custo variável de operação da térmica for inferior ao custo de oportunidade das hidrelétricas, a térmica é despachada; em caso contrário, não é.

- (b) simule a operação do sistema para vários cenários hidrológicos; para cada estágio e para cada cenário, calcule o valor econômico da *geração hidrelétrica total*, como o produto do custo marginal de curto prazo naquele estágio e cenário com a respectiva energia gerada pelo sistema agregado. Calcule o valor econômico da geração térmica total como a soma dos valores econômicos de cada usina térmica.
- (c) Reparta ET em EA<sub>H</sub> (relativo às hidrelétricas, como um todo) e EA<sub>T</sub> (relativo às térmicas como um todo):

$$EA_H = ET \times [VE_H / (VE_H + VE_T)]$$

onde VE<sub>H</sub> e VE<sub>T</sub> são respectivamente os valores econômicos associados ao “bloco” hidrelétrico e ao “bloco” térmico.

- (d) simule a operação detalhada do sistema hidrelétrico para o período crítico histórico, usando como demanda EA<sub>H</sub>. Defina a energia assegurada de cada usina hidrelétrica como:

$$EA_i = EA_H \times [GP_i / (\sum_j GP_j)]$$

onde:

EA<sub>i</sub> energia assegurada da usina hidrelétrica *i*

EA<sub>H</sub> energia assegurada do “bloco” hidrelétrico

GP<sub>i</sub> geração média da usina *i* no período crítico

$\sum_j GP_j$  somatório das gerações médias de todas as usinas (fator de ajuste para garantir que a soma das asseguradas individuais é igual à assegurada total)

Portanto,

O procedimento atualmente adotado é uma mistura do critério econômico probabilístico e energia firme histórica. O critério econômico probabilístico é usado para calcular a energia assegurada total e separar esta energia assegurada total em “bloco” hidrelétrico e “bloco” térmico. Por sua vez, a repartição da energia assegurada hidrelétrica entre as usinas individuais é feita pelo critério da energia firme histórica.

Além disto, observa-se que

A energia assegurada das térmicas não é usada como respaldo de contratos. A regulamentação atual dá como respaldo térmico a capacidade instalada efetiva (nominal ajustada pela indisponibilidade por manutenção e saída forçada). Isto significa que a soma dos montantes contratados por hidrelétricas e térmicas pode exceder a energia assegurada total do sistema.

### **13.5.**

#### **Outros Temas para Discussão na metodologia atual**

Nesta seção serão brevemente apresentados temas para discussão que se referem ao cálculo e a repartição dos certificados de energia assegurada.

##### **13.5.1.**

#### **Energia Assegurada e Usos Múltiplos da Água**

Um fator importante que necessita ser levado em consideração no cálculo do certificado de energia assegurada é a evolução futura dos usos múltiplos dos recursos hídricos da correspondente bacia hidrográfica, o que em geral implica em diminuição da disponibilidade de água para geração de energia.

Embora não existam ainda planos de bacia hidrográfica devidamente aprovados pelos respectivos comitês, a Agência Nacional de Águas – ANA já vem atuando no sentido de permitir o uso múltiplo dos recursos hídricos. Exemplos disso são a continuidade de navegação no reservatório de Ilha Solteira, como ocorreu durante a crise de 2001, e a retirada de água para irrigação na bacia do rio São Francisco. Entretanto, os atuais certificados de energia assegurada não consideram a evolução futura do uso múltiplo dos recursos hídricos em seu dimensionamento. Em outras palavras, se crescer a área irrigada a montante de uma usina, nada acontece com o certificado desta usina, mesmo que na prática a capacidade de produção sustentada tenha diminuído.

Se a capacidade física de produção sustentada das usinas não corresponder de fato ao indicado comercialmente pelos respectivos certificados, o risco de racionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento.

Este tema é analisado em [1],[21], onde é proposta a utilização de um “fator de redução” no valor do CEA que traduza a expectativa de uso múltiplo dos recursos hídricos na bacia hidrográfica onde a usina estiver localizada. Este “fator” constaria segundo o correspondente plano da bacia hidrográfica, quanto maior for esta expectativa, maior deverá ser este fator de redução. Em outras palavras, há que reconhecer que a produção de energia elétrica é um dos usos múltiplos que o plano de bacia deve considerar.

### **13.5.2.**

#### **Repartição da Energia Assegurada – Critérios não Homogêneos**

Como mencionado neste anexo, os critérios de rateio da energia assegurada para as usinas existentes na época da primeira alocação são diferentes dos usados para as usinas a construir (geração média no período crítico para as existentes e última adição para as novas).

Este tema é de grande importância tendo em vista a perspectiva de uma revisão dos certificados a curto prazo e a realização de revisões quinquenais dos mesmos. A existência de critérios distintos para usinas (novas e existentes) implica na necessidade de definir uma metodologia de repartição que leve em conta a metodologia original de alocação. Por exemplo, se na revisão for mantido o critério de geração média no período crítico, estaria sendo “desfeita” a alocação correta da energia assegurada das usinas novas.

### 13.5.3.

#### **Energia Assegurada das Térmicas e interconexões internacionais**

A regulamentação atual prevê que o respaldo das térmicas é sua potência efetiva<sup>30</sup>, não sua energia assegurada. A consequência é não haver aderência entre o montante total contratado e a energia assegurada total.

A mesma preocupação referente às térmicas se aplica às interconexões. Como caso concreto, sabe-se que há limitações estruturais de exportação da Argentina para o Brasil nos meses de julho a agosto, que podem não estar refletidas nos respaldos destas interconexões.

### 13.5.4.

#### **Uso da Energia Firme como Critério Suplementar**

Como visto neste anexo, o cálculo da energia assegurada é um tema tecnicamente complexo, que envolve o uso encadeado de uma série de modelos computacionais e critérios probabilísticos.

Embora não haja nenhuma dúvida sobre o poder e a relevância destas técnicas, a experiência de alguns técnicos em estudos tanto no Brasil como no exterior sugere que modelos conceitualmente mais simples, mas que capturam aspectos essenciais do problema, são uma ferramenta suplementar muito eficaz.

Dois exemplos recentes do bom uso de ferramentas suplementares são: (i) a gerência do racionamento, onde o monitoramento das metas era feito por “curvas críticas” baseadas na ocorrência de eventos tão severos quanto a pior seca observada; e (ii) as chamadas “curvas de aversão a risco”, que complementam o critério de operação econômica (minimizar o valor esperado do custo de operação) com um critério de segurança baseado, novamente, na proteção contra a ocorrência de eventos tão severos quanto a pior seca observada.

---

<sup>30</sup> Como visto anteriormente, a potência efetiva é a nominal, ajustada pelos fatores de indisponibilidade média por manutenção e saída forçada.

Portanto, dentro da mesma lógica de proteção contra os eventos mais severos observados, foi proposto em [1],[21] a possibilidade de se utilizar a energia firme global como um “teto” para a energia assegurada global. Esta proposta foi respaldada com estudos [1][21] que sugerem que a energia firme do sistema hidrelétrico é inferior à energia assegurada.

## 14

### ANEXO C –O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistema elétrico interligado e a correção de uma distorção econômica na remuneração econômica de geradores hidroelétricos e reservatórios. O objetivo deste anexo é apresentar uma breve descrição do MRE e de seu funcionamento. O detalhamento completo das regras do MRE pode ser encontrado em [38],[16].

#### 14.1.

##### **MRE: Motivação**

#### 14.1.1.

##### **Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas**

Os contratos bilaterais entre empresas no Setor Elétrico Brasileiro constituem apenas instrumentos financeiros. Isto significa que a produção física das usinas é completamente desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários.

No caso de usinas térmicas, os contratos bilaterais permitem gerenciar adequadamente a volatilidade: se o preço “spot” é reduzido, a usina não é despachada e atende seu contrato através da compra de energia no mercado “spot”, evitando assim os custos de produção; se o preço “spot” é elevado, a usina é despachada e atende seu contrato através de geração própria, evitando assim compras onerosas de energia.

No caso de usinas hidrelétricas, entretanto, a contratação não é suficiente para reduzir os riscos a um nível adequado. Devido à predominância da produção hidroelétrica no sistema brasileiro, os preços “spot” são mais elevados em situações de seca, quando as hidroelétricas necessitam comprar energia para cumprir seus contratos. Como

consequência, a hidroelétrica contratada corre riscos em ambos os extremos: se estiver pouco contratada, está exposta a preços baixos no “spot”; e se estiver muito contratada, está exposta ao risco de ser obrigada a comprar energia a preços elevados[7]. Este risco é conhecido como “risco hidrológico”. Em particular, no caso de racionamento de energia, as hidroelétricas teriam que pagar o equivalente à diferença entre a energia contratada e produzida multiplicada pelo custo de racionamento.

A situação se agrava devido à variabilidade da produção de cada usina individual, uma vez que a energia produzida por cada hidroelétrica em cada período depende do nível de armazenamento dos demais reservatórios e das condições hidrológicas nas diversas bacias do sistema. Como consequência, a produção individual da usina é muito variável em relação ao valor contratado, o que leva a compras e vendas frequentes das diferenças no “spot” e afeta o fluxo de caixa da mesma, fato que é indesejável para a viabilização de qualquer “project finance”.

#### **14.1.2.**

##### **Eficiência Econômica da remuneração “spot”**

A implementação do esquema “spot” em sistemas hidrotérmicos não deveria apresentar dificuldades conceituais: uma vez calculado o despacho ótimo do sistema, no balanço de pagamentos no mercado “spot” cada agente receberia (pagaria) o produto do preço “spot” e sua produção (consumo) de energia. Uma das justificativas básicas para a implantação de um esquema de pagamento “spot” é a eficiência de seus sinais econômicos. Mostra-se em [23] que, sob condições de concorrência perfeita, a expansão descentralizada do sistema, onde os agentes tentam maximizar seu lucro, coincide com a expansão centralizada do sistema, onde um agente central (o planejador) procura encontrar a solução de mínimo custo total.

Entretanto, conforme mostrado em [23],[27], o mecanismo de remuneração “spot” só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidroelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Num caso extremo podemos imaginar um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, a montante de usinas a fio d’água. Este reservatório é obviamente

benéfico para o sistema, pois regula a vazão afluyente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia. Entretanto, dado que o esquema “spot” remunera somente a *energia* gerada, o reservatório não seria remunerado, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

É importante observar que esta distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito *geral* para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem máquina. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em [23],[27], esta distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado “spot” de água, que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do mercado “spot” de energia, e permite remunerar estes serviço de maneira a restabelecer a eficiência econômica.

## 14.2.

### **O Mecanismo de Realocação de Energia**

O Mecanismo de Realocação de Energia apresenta uma proposta de solução para os dois tópicos anteriores.

O MRE é um mecanismo de “hedging” compulsório entre as usinas hidrelétricas que compõe o sistema. No contexto do MRE, cada usina hidroelétrica recebe a cada período um *crédito de energia* (MWh) proporcional à produção hidroelétrica *total* (soma da produção de todas as usinas hidroelétricas) nesta mesma etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre o *certificado de energia assegurada* da hidroelétrica e a soma dos certificados de todas as usinas participantes do MRE. Este crédito de energia, e não a energia produzida fisicamente pela mesma, é então utilizado para atender o contrato da usina.

Como a produção *total* de energia hidroelétrica (e portanto o crédito de energia) é muito mais constante que a produção individual das usinas hidroelétricas, conclui-se que o MRE é um esquema eficiente de redução da volatilidade e risco hidrológico<sup>31</sup>.

Por outro lado, conforme mostrado em [23], o MRE procura corrigir a distorção econômica da remuneração “spot” das hidroelétricas através de uma representação *implícita* do mercado “spot” de água. A razão é que este esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a renda “spot” total da cascata (soma dos pagamentos “spot” a todas as usinas da cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa *fictícia* chamada “Mecanismo de Realocação de Energia” cujos “acionistas” são as usinas da cascata. As “ações” da “empresa” MRE são os *Certificados de Energia Assegurada (CEA)* e tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui, e não à produção individual. Com isto, um reservatório puro, por exemplo, é remunerado com base no seu *Certificados de Energia Assegurada* e não com base na sua produção individual (que é nula).

Portanto, conclui-se que o MRE atinge os dois objetivos a que se propõe. Finalmente, o valor do CEA de cada usina (i.e. a quantidade de MWs) é determinado pela ANEEL e pode ser revisto a cada 5 anos. Em cada revisão, o mesmo não pode ser alterado em mais (menos) de 5% e o limite para sua alteração total ao longo de toda a concessão do empreendimento é 10%.

### 14.3.

#### **Exemplo de Aplicação do MRE**

Como visto anteriormente, no esquema MRE, a geração *total* da cascata a cada hora é *alocada* entre as usinas *na proporção* de seus CEAs. O pagamento “spot” se aplica então à energia *alocada* a cada usina, e não à produzida fisicamente pela mesma. Em outras

---

<sup>31</sup> Entretanto, conforme discutido em [40], o MRE não mitiga o risco hidrológico global: se a produção total de energia das UHEs for inferior à soma das seus certificados de energias asseguradas, os créditos do MRE distribuídos às UHEs serão inferiores às seus certificados energias asseguradas.

palavras, tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui.

### 14.3.1.

#### Sistema Exemplo

Os conceitos apresentados acima serão ilustrados através de um exemplo com dois geradores térmicos, três hidroelétricas e duas demandas, com as seguintes características:

Nome	Cap. (MW)
H <sub>1</sub>	20
H <sub>2</sub>	50
H <sub>3</sub>	30
T <sub>1</sub>	10
T <sub>2</sub>	20

**Tabela 14.1 – Geradores**

Nome	Carga (MWh)
D <sub>A</sub>	50
D <sub>B</sub>	30

**Tabela 14.2 – Demandas**

### 14.3.2.

#### Despacho Ótimo

Suponhamos que o despacho ótimo para uma dada etapa (1 hora) é o apresentado a seguir:

gerador	prod. (MWh)
H <sub>1</sub>	5
H <sub>2</sub>	40
H <sub>3</sub>	25
T <sub>1</sub>	10
T <sub>2</sub>	0

**Tabela 14.3 – Despacho Ótimo**

### 14.3.3.

#### **Balanco de Pagamentos no mercado “spot” - sem MRE**

No balanço de pagamentos no mercado “spot”, os geradores recebem o produto de sua geração física (MWh) pelo preço “spot” (\$/MWh). Por sua vez, as demandas pagam o produto de seu consumo (MWh) pelo preço “spot”. A Tabela 14.4 apresenta o balanço no mercado “spot” para o caso exemplo, supondo um preço “spot” de \$10/MWh.

Agente	geração (MWh)	remuner. (\$)
H <sub>1</sub>	5	50
H <sub>2</sub>	40	400
H <sub>3</sub>	25	250
<b>subtotal H</b>		<b>700</b>
T <sub>1</sub>	10	100
T <sub>2</sub>	0	0
<b>subtotal T</b>		<b>100</b>
<b>total geração</b>		<b>800</b>

**Tabela 14.4a - Balanço no mercado “spot” - Geração - sem MRE**

demanda	consumo (MWh)	pgto. (\$)
D <sub>A</sub>	-50	-500
D <sub>B</sub>	-30	-300
<b>Total</b>		<b>-800</b>

**Tabela 14.4b - Balanço no mercado “spot” – Demanda**

#### 14.3.4.

#### O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Como mencionado anteriormente, cada agente hidro possui uma quantidade de “cotas” numericamente igual a seu CEA. A Tabela 14.5 apresenta os CEAs associados a cada usina no exemplo.

agente	CEA (MW)	cota (p.u.)
H <sub>1</sub>	10	0.2
H <sub>2</sub>	25	0.5
H <sub>3</sub>	15	0.3
total	50	1.0

**Tabela 14.5 – CEAs e Cotas da “Empresa” MRE**

Também como mencionado, o procedimento MRE transforma a geração *física* {H<sub>1</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>3</sub>} de cada usina (MWh) em *créditos de geração* {E<sub>1</sub>, E<sub>2</sub>, E<sub>3</sub>} (também em MWh). Estes créditos são calculados como o produto da participação da usina na “empresa” (em p.u.) pela geração hidrelétrica *total*. No exemplo acima, a geração hidrelétrica total (soma das gerações das três usinas hidrelétricas) é 70 MWh. Os créditos são portanto:

agente	geração	cota	crédito
adiro	física (MWh)	(p.u.)	de ger. (MWh)
1	H <sub>1</sub> = 5	0.2	E <sub>1</sub> = 0.2×70 = 14
2	H <sub>2</sub> = 40	0.5	E <sub>2</sub> = 0.5×70 = 35
3	H <sub>3</sub> = 25	0.3	E <sub>3</sub> = 0.3×70 = 21
<b>total</b>	<b>70</b>	<b>1.0</b>	<b>70</b>

**Tabela 14.6 – Créditos de Geração das Hidrelétricas**

### 14.3.5.

#### Balanco de Pagamentos no mercado “spot” - com MRE

A única diferença no balanço do mercado “spot” com MRE é que os geradores hidrelétricos recebem o produto de seu crédito de geração (MWh) pelo preço “spot”

(\$/MWh). Todos os demais elementos (remuneração das térmicas, das demandas, total dos geradores etc.) permanecem idênticos. Em outras palavras, o MRE é um ajuste *interno* ao conjunto de geradores hidrelétricos, e não tem efeito nos demais agentes. A Tabela 14.7 ilustra este pagamento.

Agente	Geração (MWh)	remuner. (\$)
E <sub>1</sub>	14	140
E <sub>2</sub>	35	350
E <sub>3</sub>	21	210
<b>subtotal H</b>	<b>70</b>	<b>700</b>

**Tabela 14.7 - Balanço no mercado “spot”-Geradores Hidrelétricos - com MRE**

Finalmente, observa-se que, como o crédito de energia de uma usina é fração da produção total do “sistema MRE”, os créditos podem ser localizados em regiões (sub-mercados) distintas às de origem da usina, uma vez que o “sistema MRE” está localizado em diferentes regiões e bacias. Esta possibilidade não foi considerada no exemplo anterior e o conjunto de regras que a define pode ser encontrado em [16]<sup>32</sup>.

#### 14.4.

#### Vantagens e Limitações do MRE

O MRE apresenta vários aspectos atraentes:

1. Desvincula a produção física da usina do seu crédito de geração. Isto permite que o Operador do Sistema despache os recursos hidroelétricos do sistema de maneira ótima global (por exemplo, mantendo um grande reservatório cheio por vários meses,

<sup>32</sup> Conforme discutido em [40], um crédito de uma UHE alocado em um sub-mercado diferente daquele em que ela se situa gera uma despesa adicional devida à diferença entre os preços dos sub-mercados em pauta. É claro que teoricamente esta realocação poderia gerar lucro para a UHE afetada se o preço do MAE da região onde ela recebeu o crédito fosse maior que a da região de origem, mas o que acontece normalmente é o contrário, pois as regiões de alto preço do MAE são aquelas onde se observam piores condições hidrológicas e onde é mais difícil a alocação de créditos.

com geração reduzida, para aumentar a segurança futura do sistema) sem afetar o fluxo de caixa do proprietário.

2. O crédito de geração de cada usina, por ser proporcional à geração hidrelétrica total na cascata, apresenta menos variabilidade que a geração individual da mesma. Em outras palavras, há menos risco do crédito de geração ser inferior ao contrato, o que evita a compra de energia no “spot”.
3. Os investidores em usinas hidrelétricas na realidade não estão comprando ativos físicos, mas “cotas” de uma “empresa” fictícia. Isto torna possível vender as usinas hidroelétricas como simples “papéis” financeiros, isto é, não é necessário dividir as empresas por bacia, etc. para sua venda.

Uma possível desvantagem do MRE seria o desincentivo que o proprietário teria para operar e manter em boas condições sua usina. Prevê-se no marco regulatório a aplicação de multas por não manter um nível adequado de disponibilidade dos equipamentos, que seriam inspecionados periodicamente.

Em resumo:

- o MRE é um mecanismo cujos objetivos principais são (i) reduzir o risco hidrológico individual e (ii) restaurar a eficiência econômica dos sinais “spot” do mercado “spot” de energia para usinas em cascata, de maneira análoga à do mercado “spot” de água;
- as “ações” de cada usina hidrelétrica na “empresa MRE” são os certificados de energia assegurada, que portanto influenciam diretamente a rentabilidade da mesma. Isto ilustra a importância do seu cálculo e de sua correta alocação entre os agentes evitando transferências incorreta de rendas entre agentes.

## 15

## ANEXO D – MÉTODO AUMANN-SHAPLEY: SEÇÕES AUXILIARES

## 15.1.

## Efeito da ordem de entrada na alocação por benefício incremental

Nesta seção é apresentada, através de um exemplo, o efeito da ordem de entrada dos agentes na alocação por benefício incremental.

Seja um conjunto de  $N$  agentes e uma função característica,  $f(b)$ , que calcula o benefício de qualquer sub-coalição, onde  $b$  é um vetor  $n$ -dimensional  $\{b_i, i=1, \dots, n\}$  dos  $n$  agentes que fazem parte da coalizão. O benefício total do sistema é igual a  $f(\{b_i, i=1, \dots, N\})$ .

O objetivo da alocação é repartir o benefício total do sistema entre os  $N$  agentes de maneira a recuperar o benefício total e induzir o uso eficiente dos recursos do sistema.

A abordagem proposta será ilustrada através de um exemplo simples com três agentes, representados no seguinte vetor:

$$b = \{b_1 = 1; b_2 = 2; b_3 = 1\}; \quad (17.1)$$

Supõe-se que a função  $f(b)$  que calcula o benefício é dada pelo seguinte polinômio<sup>33</sup>:

$$f(b) = b_1 + (b_2 + b_3)^3 \quad (17.2)$$

Neste exemplo, o benefício total a ser repartido é:

$$f(\{1,2,1\}) = 1 + (2 + 1)^3 = 28 \quad (17.3)$$

---

<sup>33</sup> É imediato verificar que esta função característica representa um exemplo plausível de jogo cooperativo, uma vez que atende à condição de superaditividade apresentada na seção 3.1.2.

Como visto, uma maneira de resolver o problema é calcular a diferença entre os benefícios à medida que os agentes são adicionados sucessivamente ao sistema. A Tabela 15.1 mostra os incrementos nos benefícios para a ordem de entrada 1-2-3:

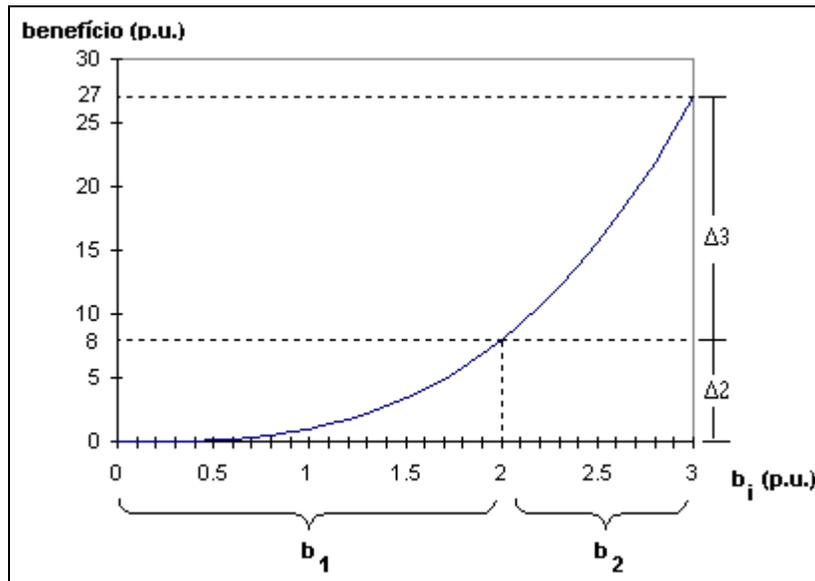
agentes	$f(b)$	$\Delta i = \Delta f(b)$
1	1	$\Delta_1 = 1$
1,2	$1 + 2^3 = 9$	$\Delta_2 = 8$
1,2,3	$1 + 3^3 = 28$	$\Delta_3 = 19$

**Tabela 15.1– Incrementos nos benefícios: ordem 1-2-3**

Observa-se que o benefício recebido pelo agente 1 é igual ao seu benefício individual, que é igual a 1. O mesmo ocorre com o agente 2, que recebe um benefício de 8. Já o agente 3 recebe um benefício de 19, bem maior que seu benefício individual, que é igual a 1.

Como mostra a

Figura 15.1 (mostra os benefícios recebidos apenas pelos agentes 2 e 3), isto está relacionado com a convexidade da função característica  $f(\cdot)$  em relação aos agentes 2 e 3:



**Figura 15.1 – Incrementos no benefício pela entrada dos elementos  $b_2$  e  $b_3$ .**

Observa-se que, entre os agentes 2 e 3, o benefício ( $\Delta$  na figura) do primeiro a entrar será sempre inferior ao segundo. Por exemplo, a Tabela 15.2 mostra os incrementos de benefício se a ordem de entrada fo alterada para 1-3-2.

agentes	$f(b)$	$\Delta_i = \Delta f(b)$
1	1	$\Delta_1 = 1$
1,3	$1 + 1^3 = 2$	$\Delta_3 = 1$
1,2,3	$1 + 3^3 = 28$	$\Delta_2 = 26$

**Tabela 15.2 - Incrementos nos benefícios: ordem 1-3-2**

Vê-se que o benefício do agente 3 é reduzida de 19 para 1. Por sua vez, o do agente 2 aumenta de 8 para 26. Em resumo, o esquema de incrementos de benefícios, apesar de recuperar o montante total, pode ser muito sensível à ordem de entrada dos agentes.

## 15.2.

### Efeito do tamanho dos agentes no método de Shapley

#### 15.2.1.

#### Cálculo de todas as permutações de ordem de entrada

O método de Shapley tenta eliminar as limitações do método de incremento de benefícios através do cálculo de todas as permutações de ordem de entrada possíveis, como mostrado na Tabela 15.3.

Ordem	$f(1)$	$f(2)$	$f(3)$
1,2,3	1	8	19
1,3,2	1	26	1
2,1,3	1	8	19
2,3,1	1	8	19

3,1,2	1	26	1
3,2,1	1	26	1
<b>Média</b>	1	17	10

**Tabela 15.3 – Alocação de Shapley**

Dado que, no exemplo da seção 15.1, os agentes 2 e 3 têm a mesma função de benefício, é de se esperar que suas alocações de Shapley unitárias fossem também iguais. Entretanto, observa-se na Tabela 15.3 que a alocação unitária para estes agentes é respectivamente 8.5 p.u. (lembre que  $b_2 = 2$ ) e 10 p.u.

A razão para esta diferença é que agentes com maiores valores de  $b$  são menos sensíveis à ordem de entrada que os agentes de menor valor. Como um exemplo extremo deste efeito, suponha que:

$$f(b_1, b_2) = (b_1 + b_2)^3 \quad (17.4)$$

$$b_1 = \varepsilon; b_2 = 1 - \varepsilon$$

onde  $\varepsilon$  é um número muito pequeno. Neste caso, a alocação de Shapley unitária para o agente 1 é a média dos benefícios marginais para as posições primeira e última na ordem de entrada:

$$\begin{aligned} f(1)/\varepsilon &= \left( \frac{\partial f(b)}{\partial b_1} \Big|_{b=0} + \frac{\partial f(b)}{\partial b_1} \Big|_{b=1} \right) \times 0.5 \\ &= (3 \times (0)^2 + 3 \times (1)^2) \times 0.5 = 1.5 \end{aligned} \quad (17.5)$$

Por sua vez, a alocação Shapley para o agente 2 em qualquer ordem de entrada seria igual ao benefício total,  $(1)^3 = 1$ . Em outras palavras, a alocação Shapley não é “isonômica” com relação ao tamanho de agentes com características semelhantes<sup>34</sup>, ou seja, pode conduzir a subsídios cruzados.

<sup>34</sup> Esta característica pode levar ao chamado problema de “aditividade”. Por exemplo, um agente de “tamanho” 10 poderia ter uma alocação de 30 “benefícios” (3 por unidade), enquanto um agente de mesmas características, mas de “tamanho” 8, poderia ter uma alocação de 16 “benefícios” (2 por unidade). Esta

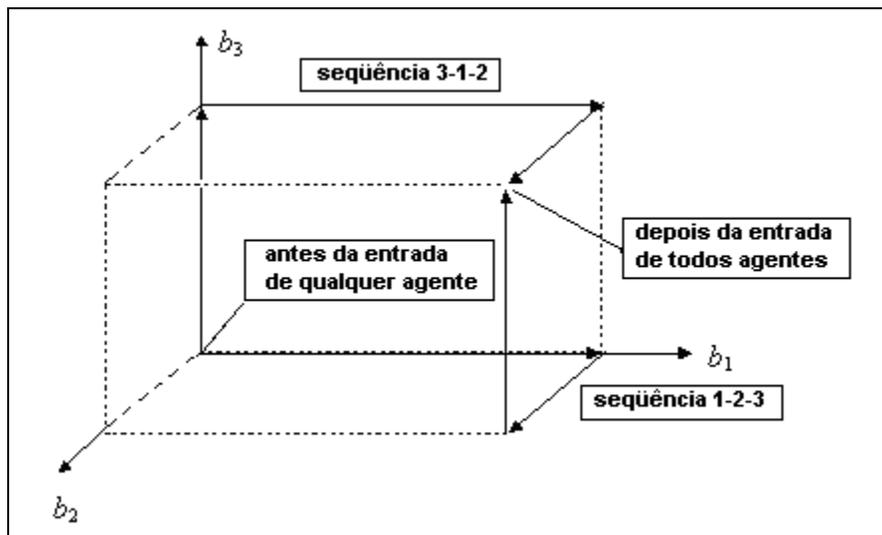
### 15.3.

#### Desenvolvimento do método AS a partir do método de Shapley: uma interpretação intuitiva.

##### 15.3.1.

#### Interpretação geométrica do método de Shapley

O esquema de Shapley pode ser interpretado como uma média sobre todas as “trajetórias” que vão do ponto anterior à entrada de qualquer agente até o ponto onde todos os agentes já entraram. A Figura 15.2 ilustra as trajetórias para as seqüências 1-2-3 e 3-1-2.



**Figura 15.2 – A ordem de entrada é uma trajetória no espaço de agentes**

Para se tentar evitar o problema da inviabilidade computacional existente no método de Shapley, uma possibilidade é utilizar o seguinte procedimento de Monte-Carlo para obter um valor de Shapley estimado, onde os “caminhos” são sorteados aleatoriamente e a alocação de cada agente é o valor esperado sobre as alocações incrementais de todos os caminho sorteados.

---

“não-isonomia” faz com que os proprietários dos recursos tenham incentivos para “juntá-los” como se eles fossem indivisíveis.

1. inicialize o vetor de alocações estimadas  $\tilde{f}(i) = 0$  para  $i = 1, \dots, n$
2. repita para cada sorteio de Monte Carlo  $s = 1, \dots, NS$ 
  - 2.1. sorteie aleatoriamente uma *permutação* da ordem de entrada representada pelo vetor  $P_s$  (p.ex.  $P_s(1) = 3; P_s(2) = 1$  etc.)
  - 2.2. repita para  $i = 1, \dots, n$ 
    - 2.2.1. calcule o custo incremental  $\Delta f = f^i - f^{i-1}$ , onde  $f^i$  é o benefício após a entrada dos primeiros  $i$  agentes no vetor de permutações  $P_s$  (o benefício quando não há nenhum agente,  $f^0$ , é feito = 0)
    - 2.2.2. seja  $j$  o  $i$ -ésimo agente no vetor de permutações (i.e.  $j = P_s(i)$ ); adicione o benefício incremental  $\Delta f$  a sua estimativa de alocação:

$$\tilde{f}(j) \leftarrow f(j) + \Delta f / NS \quad (17.6)$$

### 15.3.2.

#### Método de Shapley “modificado”

A “não-isonomia” da alocação Shapley pode ser corrigida permitindo-se que agentes menores entrem depois que uma *fração* do agente maior tenha entrado. Em termos do exemplo da Tabela 15.3, o agente 2 é “partido” em dois sub-agentes, 2a e 2b, de tamanho = 1. A Tabela 15.4 resume os resultados da alocação. Novamente, por simplicidade de apresentação, são mostrados somente os benefícios dos agentes 2 e 3:

Ordem	$f(2a)$	$f(2b)$	$f(3)$
2a,2b,3	1	7	19
2a,3,2b	1	19	7
3,2a,2b	7	19	1
3,2b,2a	19	7	1
2b,2a,3	7	1	19
2b,3,2a	19	1	7
<b>Média</b>	9	9	9

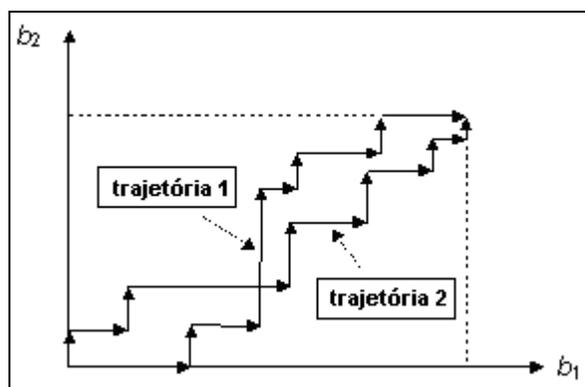
**Tabela 15.4 – Alocação Shapley com “subdivisão” de agentes**

Observa-se que, como desejado, o benefício p.u. é o mesmo para os agentes 2 e 3.

### 15.3.3.

#### Interpretação geométrica do método de Shapley “modificado”

O método Shapley “modificado” também pode ser interpretado como uma média sobre trajetórias no espaço de agentes, só que agora há mais trajetórias possíveis. A Figura 15.3 ilustra duas possíveis trajetórias para um sistema onde há dois agentes que foram subdivididos em vários “sub-agentes”.



**Figura 15.3 – “Trajetórias” do método de Shapley modificado**

À primeira vista, um esquema de Monte Carlo semelhante ao descrito na seção 0 poderia ser usado, ajustando-se o vetor de permutações para acomodar todos os “sub-

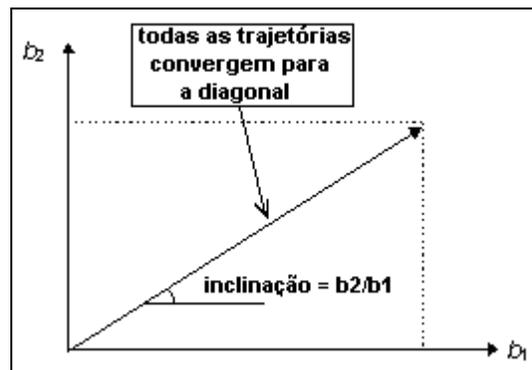
agentes”. Entretanto, há uma alternativa mais eficiente que resultante da divisão do de cada sub-agente em pedaços “infinitesimais”.

Suponha que o tamanho de cada sub-agente vai para zero, isto é, há uma divisão em um número infinito de sub-agentes. Neste caso, o esquema de Shapley modificado descrito na seção anterior pode ser simplificado em dois aspectos importantes:

- a) suponha que uma fração  $b^*$  de todos os agentes já entrou no sistema, e que uma partição  $\varepsilon_i$  do agente  $i$  é a próxima a entrar. O incremento do benefício se reduz neste caso ao *benefício marginal*, isto é

$$\begin{aligned} \Delta f(b^*, \varepsilon_i) &= f(b^*, \varepsilon_i) - f(b^*) && (17.7) \\ &\approx \left. \frac{\partial f(b)}{\partial b_i} \right|_{b=b^*} \times \varepsilon_i \end{aligned}$$

- b) como mostra a Figura 15.4, todas as trajetórias sorteadas *convergem* para uma *única* trajetória, que corresponde à “diagonal” do espaço de agentes.



**Figura 15.4 – Trajetórias no espaço de agentes quando seus tamanhos vão para zero**

A razão é que a probabilidade de sortear um sub-agente passa a ser igual à *razão* entre os tamanhos dos agentes. Por exemplo, se o agente 1 tem tamanho  $b_1 = 3$  e o agente 2 tem tamanho  $b_2 = 5$ , a razão entre as partições sorteadas será 3:5. A probabilidade de haver uma proporção diferente se reduz a zero à medida que cresce o número de sub-agentes.

Conclui-se que o esquema de Monte Carlo (17.6) se reduz a uma integral de linha da função benefício, onde todos os agentes entram no sistema simultaneamente, seguindo uma mesma proporção dos respectivos tamanhos:

$$\phi_i = b_i \times \int_0^1 \frac{\partial f(\lambda b)}{db_i} d\lambda \quad (17.8)$$

onde  $\lambda$  é o parâmetro de integração. O esquema de alocação (17.8) é conhecido como Aumann-Shapley.

## 16

## Anexo E – Certificados de energia assegurada das usinas do Sistema Interligado Brasileiro.

A tabela a seguir mostra os certificados de energia assegurada – CEA’s das usinas simuladas no cálculo da energia firme do Sistema Brasileiro, ou seja, as usinas existentes no PMO<sup>35</sup> (Programa Mensal de Operação, obtido em [76]) de Janeiro de 2004 do ONS (Operador Nacional do Sistema[75]). Estes certificados correspondem à situação das usinas em Janeiro de 2004.

SISTEMA SUDESTE		
UHE	ENERGIA ASSEGURADA (MW)	FONTE
A.A. LAYDNER	47	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
A.S. LIMA	66	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
A.S.OLIVEIRA	15	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
A.VERMELHA	746	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
BARRA BONITA	45	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
BILLINGS	0	*valor não divulgado oficialmente
CACH.DOURADA	415	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CACONDE	33	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CAMARGOS	21	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CANA BRAVA	273.5	Contrato de concessão
CANOAS I	57	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.

<sup>35</sup> A usina Quebra Queixo, que possui três máquinas e apresenta no PMO de Janeiro de 2004 do ONS apenas uma delas existente, foi retirada da simulação.

<b>SISTEMA SUDESTE</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
CANOAS II	48	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CAPIVARA	330	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CHAVANTES	172	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
CORUMBA I	209	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
E. DA CUNHA	49	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
EMBORCACAO	497	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
ESTREITO	495	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
FONTES	104	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
FUNIL	121	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
FUNIL-GRANDE	89	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
FURNAS	598	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
GUAPORE	60.2	Contrato de concessão
GUARAPIRANGA	0	*valor não divulgado oficialmente
GUILMAN-AMOR	65.9	Contrato de concessão
HENRY BORDEN	147	Resolução 425 da Aneel, de 26 de agosto de 2003
I.SOLT. EQV.	1949	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
IBITINGA	74	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
IGARAPAVA	136	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
ILHA POMBOS	115	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
ITAIPU	8612	Soma das "cotas" de Itaipu + mercado de Ande (Paraguai)
ITIQUIRA I	42.2	Contrato de concessão
ITIQUIRA II	65.1	Contrato de concessão
ITUMBIARA	1015	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.

<b>SISTEMA SUDESTE</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
ITUTINGA	28	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
JAGUARA	336	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
JAGUARI	14	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
JAURU	66	Contrato de concessão
JUPIA	886	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
L N GARCEZ	55	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
LAJEADO	510.1	Contrato de concessão
LAJES	28	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
M DE MORAES	295	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
MANSO	92	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
MARIMBONDO	726	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
MASCARENHAS	103.1	Resolução 559 da Aneel, de 22 de outubro de 2003
MIRANDA	202	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
N PECANHA	335	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
NAVANHANDAVA	139	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
NOVA PONTE	276	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
P COLOMBIA	185	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
P ESTRELA	55.8	Contrato de concessão
P PASSOS	51	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
P PRIMAVERA	1017	Resolução 244 da Aneel, de 23 de maio de 2003.
PARAIBUNA	50	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
PIRAJU	42.5	Contrato de concessão
PROMISSAO	104	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.

<b>SISTEMA SUDESTE</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
ROSAL	30	Resolução 232, da Aneel, de 27 de julho DE 1999.
ROSANA	177	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
SA CARVALHO	58	*valor não divulgado oficialmente
SALTO GRANDE	75	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
SANTA BRANCA	32	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
SAO SIMAO	1281	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
SERRA MESA	671	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
SOBRAGI	38.7	Contrato de concessão
STA CLARA MG	28.1	Contrato de concessão
TAQUARUCU	201	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
TRES MARIAS	239	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
VOLTA GRANDE	229	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
<b>SUBTOTAL SE</b>	<b>25368.2</b>	

<b>SISTEMA SUL</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
D FRANCISCA	78	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
ERNESTINA	0	*valor não divulgado oficialmente
G B MUNHOZ	576	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
G.P SOUZA	109	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
ITA	720	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998

<b>SISTEMA SUL</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
ITAUBA	190	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
JACUI	123	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
JORDAO	0	*valor não divulgado oficialmente
MACHADINHO	529	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
PASSO FUNDO	119	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
PASSO REAL	68	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
SALTO CAXIAS	605	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
SALTO OSORIO	522	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
SEGREDO	603	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
SLT SANTIAGO	723	Resolução 268 da Aneel, de 13 de agosto de 1998
<b>SUBTOTAL S</b>	<b>4965.0</b>	

<b>SISTEMA NORDESTE</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
B ESPERANCA	143	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
COMP PAF-MOX	2225	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
ITAPARICA	959	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
ITAPEBI	196.5	Contrato de concessão
SOBRADINHO	531	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
XINGO	2139	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
<b>SUBTOTAL NE</b>	<b>6193.5</b>	

<b>SISTEMA NORTE</b>		
<b>UHE</b>	<b>ENERGIA ASSEGURADA (MW)</b>	<b>FONTE</b>
CURUA-UNA	24	Resolução 453 da Aneel, de 30 de dezembro de 1998.
TUCURUI	4140	Resolução 118 da Aneel, de 19 de março de 2002.
<b>SUBTOTAL N</b>	<b>4164.0</b>	

<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>40690.7</b>
---------------------	----------------