

9 REFERÊNCIAS

- (1) BRASIL **Decreto Presidencial** Nº 5.163, de 31 de Julho de 2004.
- (2) AZEVEDO, J. B. L.; VELLOSO, C. G.; DAVID, J. M. **Projeção do mercado de energia elétrica para o Plano Decenal de Expansão**. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.
- (3) PEREIRA, M. V. F.; MCCOY, M. F.; MERYLL, H. M. **Managing risk in the new power business**. IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13, Issue: 2, April 2000, Pages:18 – 24
- (4) GOREISTIN, B. G.; CAMPODÓNICO, N. M.; J.P.COSTA, PEREIRA, M. V. F. **Power System Planning Under Uncertainty**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- (5) DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment Under Uncertainty**. Princeton University Press, 1994.
- (6) KEENEY, R.; RAIFFA, R. **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs**. Wiley, 1976.
- (7) Xpress – Dash Optimization: <http://www.dashoptimization.com.br>
- (8) ROSENBLATT J.; TRINKENREICH J. **Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face a Restrições Financeiras e Incertezas**. XI SNPTEE
- (9) BREIPOHL A.; LEE F. N.; HUANG J.; FENG Q. **Sample Size Reduction in Stochastic Production Simulation**. IEEE/PES 1990 Winter Meeting, 1990
- (10) BILLINTON R.; ALLAN R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Pitman Advanced Publishing Program, Nova.York 1984
- (11) CROUSILLANT E. **Risk and Uncertainty in Power Planning**. UNDP General Review Seminar, Tunis, 1988
- (12) EPRI, **Mathematical Decomposition Techniques for Power System Expansion Planning**, Report EL-5209, vol.1-5, Feb.1988
- (13) FARBER M.; BRUSGER E.; GERBER N. **Multi-objective Integrated Decision Analysis System**, EPRI, vol.2, 1988
- (14) EPRI, **RISKMIN: An Approach to Risk Evaluation in Electric Resource Planning**, Report EL-5851, vol.1, Aug.1988
- (15) MERRIL H. M.; A. J. WOOD **Risk and Uncertainty in Power System Planning**, 10th. PSCC, Austria, Aug. 1990
- (16) DANTZIG G. B.; P. W. GLYNN **Proceedings of the Workshop on Resource Planning under Uncertainty for Electric Power Systems**, Stanford University, Jan.1989
- (17) ERMOTIEY Y.; R. J. B. WETS, **Numerical Techniques for Stochastic Optimization**. Springer-Verlag, Berlin, 1988
- (18) EPRI, **Electric Generation Expansion Analysis System**, Report EL-2561, Aug.1982
- (19) HALTER, A. N.; DEAN, G. W. **Decision Under Uncertainty**. South-Western Publishing Co., 1971

- (20) COSTA, J.P.; CAMPODÓNICO, N. M.; GORENSTIN, B. G.; PEREIRA, M.V.F. **A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems**. 10th PSCC, Austria, Aug. 1990
- (21) PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. **Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach**. Water Resources Research vol 21(6), 1985
- (22) BENDERS, J. F. **Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems**. Numer. Math 4, 1962
- (23) DAHER, M. J. **Generation Expansion Planning with Demand Uncertainty**. MSc Thesis Dissertation, UNICAMP, Jun.1989
- (24) GORENSTIN, B. G.; CAMPODÓNICO, N. M.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M.V.F. **Power System Planning Under Uncertainty**., IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- (25) PEREIRA, M. V. F.; CAMPODÓNICO, N. M.; GORENSTIN, B. G.; COSTA, J. P. **Application of Stochastic Optimization to Power System Planning and Operation**, invited paper, Proceedings of the IEEE Stockholm Power Tech, pages 234-239, June 18-22, 1995
- (26) AIRES, J. C. O.; PINTO, L. M. V. G.; FONTOURA FILHO, R. N. **Criteria and Planning Models Considering Uncertainty**. VI ERLAC, Foz do Iguaçu, May 1995
- (27) MIRANDA, V.; PINTO, L.M.V.G.; **A Model for Considering Uncertainties in Electric System Operation**. XI SNPTEE, Rio de Janeiro, 1991
- (28) BIRGE, J.; LOUVEAUX, F. **Introduction to Stochastic Programming**. Springer, 1997
- (29) FUSARO, P. **Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market**. McGraw-Hill, 1998
- (30) PRATT, J. **Risk Aversion in the Small and in the Large**. Econometrica, v.32, n.1-2, pp.122-130
- (31) KEENEY, R.; RAIFFA R., **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs**. Wiley, 1976
- (32) RUDNICK, H.; BARROSO, L.A.; SKERK, C.; BLANCO, A. **South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile**. IEEE Power and Energy Magazine, Vol 3, July-Aug. 2005.
- (33) PEREIRA, M. V.; BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J. **Supply adequacy in the Brazilian power market**. Proceedings of the IEEE General Meeting, Denver, 2004.
- (34) OREN, S. **Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land**. 16, UCEI Publications, September 2005.
- (35) VAZQUEZ, C.; RIVER, M.; ARRIAGA I. P. **A market approach to long-term security of supply**. IEEE Trans. on Power Systems, 2002
- (36) ECLAC, **Instruments to stimulate investment and guarantee energy security in the Southern Cone countries**. Seminar, Santiago, Chile, (in Spanish) October 6, 2004
- (37) MAURER, L.; PEREIRA, M. V.; ROSENBLATT, J. **Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices**, Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, The World Bank Group, 2004.

- (38) RUNICK, H.; MONTERO, J.P. **Second Generation Electricity Reforms in Latin America and the California Paradigm.** Journal of Industry, Competition and Trade 2 (1-2), June 2002, pp. 159-172
- (39) TURVEY, R. **Ensuring adequate generation capacity,** Utilities Policy 11 (2003) 95–102
- (40) OCANA,C.; HERITON, A. **Security of Supply in Electricity Markets – Evidence and Policy issues,** OECD/IEA, 2002
- (41) BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J.; BEZERRA, B.; RESENDE A.; M. PEREIRA **Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform.** Proceedings of the IEEE General Meeting, 2006, Montreal, Canada.
- (42) GORENSTIN, B.; COSTA, J.; PEREIRA, M. V.; CAMPODÓNICO, N. **Modelo de Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos sob Incertezas e Restrições Financeiras.** SNPTEE, 1995
- (43) TORTELLY, D. L. S.; AIRES, J. C. O.; SENRA, P. M. A.; PEREIRA, M. V. F.; LIMA, M. C. A.; MELLO, J. C. O.; GORENSTIN, B. G. **Expansion Planning Under Uncertainty and Competition - Techniques and Models Applied to LIGHT's Integrated Resource Plan.** SEPOPE
- (44) STREET, A.; GRANVILLE, S.; VEIGA, A.; BARROSO, L. A.; KELMAN, R.; CAHUANO, J.; ROSENBLATT, J.; THOMÉ, L.; PEREIRA, M. V. ; FARIA, E. **Estratégias de atuação de agentes geradores sob incerteza em leilões de contratos de energia elétrica.** SNPTEE, 2005

10

ANEXO A - Detalhamento da metodologia proposta

10.1

Matrizes Auxiliares

Antes de apresentar o problema em si, é necessário introduzir o conceito de duas matrizes auxiliares, que serão utilizadas diversas vezes na formulação da modelagem: matriz *Arvore* e matriz *Caminhos*.

10.1.1

Arvore

A matriz *arvore* associa, por etapa, cada cenário da árvore de demanda a um nó de decisão. Lembrando que um cenário é uma trajetória completa, desde a raiz até uma folha da árvore de demanda. Assim, em uma determinada etapa, um mesmo nó pode estar associado a diferentes cenários, como pode ser visto pelo exemplo ilustrado abaixo.

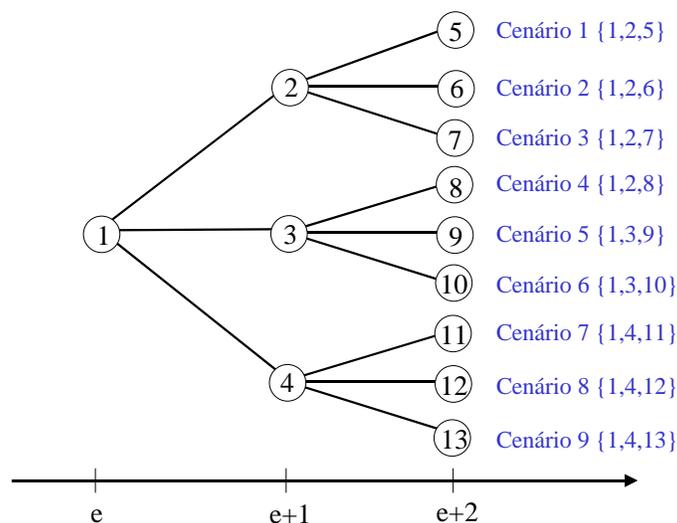


Figura 10-1 – Árvore, nós de decisão e cenários de demanda.

Pela figura, podemos ver, por exemplo, que o nó 2 participa dos cenários 1, 2 e 3 na etapa $e+1$. Já o nó 1 (raiz) participa de todos os cenários na etapa inicial.

10.1.2 Caminhos

Esta matriz quadrada tem nas suas colunas e linhas os nós da árvore de decisão, e os campos $caminhos(n', n)$ igual a 1 se n pertence ao mesmo cenário de n' (n é filho de n'), e 0 caso contrário.

	Nó 1	Nó 2	Nó 3	Nó 4	...	Nó n
Nó 1	0	0	0	0	•••	0
Nó 2	1	0	0	0	•••	0
Nó 3	1	0	0	0	•••	0
Nó 4	1	0	0	0	•••	0
•	•	•	•	•		•
•	•	•	•	•		•
•	•	•	•	•		•
Nó n	1	0	0	1	•••	0

Figura 10-2 – Matriz *caminhos*

Como consequência, esta é uma matriz triangular inferior, pois um nó n não pode ser filho de um outro nó n' pertencente a uma etapa futura (lembrando a ordem crescente da numeração dos nós). Desta forma, sempre que quisermos percorrer uma trajetória da árvore de decisão e ir acumulando o valor de algum vetor para cada nó visitado, devemos fazer o produto matricial deste vetor e a matriz caminho.

10.2 Definição: contratado x contratar

Nesta primeira restrição, é definida a relação entre a variável de decisão de energia a contratar de cada leilão a cada nó (*Contratar*) e o montante efetivamente contratado, de cada leilão em cada nó (*Contratado*). Para saber quanto haverá de energia contratada de um leilão l em um nó n , devemos somar todas as decisões de compra deste leilão para os nós anteriores que pertençam ao mesmo cenário de n e que respeitem os prazos de entrega e duração dos contratos do leilão l .

Assim, a relação entre energia a contratar e efetivamente contratada é estabelecida da seguinte forma:

$$\text{Contratado}(n, l) = \sum_{n' \in \text{Nó}} \text{Contratar}(n', l) \times \text{caminhos}(n', n)$$

para n' tal que $\text{entrega}(l) < \text{etapa}(n) - \text{etapa}(n') < \text{duracao}(l)$

para $n \in \text{Nó}_{\text{total}}, l \in \text{Leilão}$

onde:

- $\text{Contratado}(n, l)$ matriz com montante contratado de um leilão l em um nó n ;
- $\text{Contratar}(n', l)$ matriz com montante a contratar de um leilão l em um nó n' ;
- $\text{caminhos}(n', n)$ matriz binária com as ligações entre os nós n e n' ;
- $\text{entrega}(l)$ vetor com os prazos de entrega de um contrato do leilão l ;
- $\text{duracao}(l)$ vetor com os prazos de duração de um contrato do leilão l ;
- $\text{etapa}(n)$ etapa (ano) do nó n ;
- Nó_{total} conjunto de todos os nós da árvore de decisão;
- Leilão conjunto de todos os leilões (Ajuste, A-1, A-3 e A-5).

10.3 Restrições da Demanda

Nestas restrições são definidos os montantes de sub (abaixo de 100% da demanda) e sobre-contratação (acima de 103% da demanda). A primeira restrição diz que a demanda para todos os cenários deve ser atendida pela soma entre os contratos existentes somados os montantes que as distribuidoras irão contratar em cada um dos leilões. Além disso, devem ser considerados os montantes de redução previstos por variação de demanda, cujas regras serão modeladas mais adiante. Caso esta soma não seja maior ou igual que a demanda, a diferença será atribuída a sub contratação, na forma de uma variável de folga. De forma semelhante, a segunda restrição estabelece a sobre-contratação, como a variável de folga ao que exceder 103% da demanda.

$$\sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l) - \text{Reducao}(n) + \text{contr_exist}(etapa(n)) + \text{sub}(n) \geq \text{demanda}(n)$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

$$\text{sobre}(n) + 103\% \times \text{demanda}(n) \geq \sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l) - \text{Reducao}(n) + \text{contr_exist}(etapa(n))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- *Reducao*(n) vetor com montantes reduzidos dos contratos de Energia Existente em um nó n ;
- *contr_exist*(n) vetor com montantes de contratos já firmados pela distribuidora em um nó n ;
- *demanda*(n) vetor com demanda da distribuidora em um nó n ;
- *sub*(n) vetor com montante de energia sub-contratada abaixo de 100% da demanda em um nó n ;
- *sobre*(n) vetor com montante de energia sobre-contratada acima de 103% da demanda em um nó n .

10.4 Restrição de Oferta Existente

Existe um montante finito de oferta de Energia Existente, dado pela capacidade das usinas já instaladas no Brasil. Este montante deve ser suficiente para cobrir os contratos existentes, e o excedente descontratado estará disponível para os leilões de Energia Existente de Ajuste (A-0) e A-1.

$$\text{Contratado}(n, A-0) + \text{Contratado}(n, A-1) \leq \text{disponivel}(etapa(n)) - \text{contr_exist}(etapa(n))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- *disponivel*(e) é o vetor com montante de oferta de energia existente em uma etapa e .

10.5 Restrições de Redução de Contrato

A restrição abaixo indica que a decisão de redução de contratos de Energia Existente está limitada a 4%. Esta redução não será aplicada somente aos contratos em vigor, cuja energia já foi entregue, mas sim a todos os contratos de Energia Existente já firmados. Por exemplo, uma redução de contrato feita em 2007 irá afetar o contrato feito no mega leilão para entrega em 2008 e 2009, reduzindo-os igualmente quando estes entrarem em vigor. Desta forma, deve-se levar em conta o caráter acumulativo desta decisão de redução de contrato, feitas nas restrições abaixo novamente com o auxílio da matriz *caminhos*.

$$D(n) \leq 4\% \quad \text{para } n \in N\acute{o}_{total}$$

$$Reducao(n) = \sum_{e=1}^{Etapa(n)} Mega(e) \times \sum_{n'=1}^n D(n') \times caminhos(n', n)$$

$$\text{para } n \in N\acute{o}_{2006-2009}$$

$$Reducao(n) = \sum_{e=1}^5 Mega(e) \times \sum_{n'=1}^n D(n') \times caminhos(n', n)$$

$$\text{para } n \in N\acute{o}_{2010-2014}$$

onde:

- $D(n)$ vetor com a decisão de redução em % dos contratos de Energia Existente no nó n ;
- $Mega(e)$ vetor com os montantes contratados no mega leilão de Energia Existente para entrega na etapa e (2005, 2006, 2007, 2008 e 2009).

10.6 Restrição de Contratação Máxima para Ajuste

Pelo decreto, a contratação por leilão de Ajuste não poderá exceder a 1% da carga total contratada pelo agente de distribuição. Assim, esta restrição foi modelada da seguinte forma,

$$\text{Contratar}(n, A-0) \leq 1\% \times [\text{contr_exist}(n) + \sum_{l=1}^L \text{Contratado}(n, l)]$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

10.7 Restrição de Contratação Máxima para A-3

Não há no decreto um limite explícito para contratação nos leilões de A-3. Porém, o decreto estabelece um limite de repasse bastante oneroso para distribuidora sobre a parcela adquirida pelo leilão em A-3 que ultrapasse o limite de 2% da demanda da distribuidora verificada em A-5 (dois anos antes). Desta forma, cria-se indiretamente um limite de contratação para leilões em A-3, pois o custo para a otimização de contratar acima deste limite já torna esta opção inviável. Assim, para efeito de simplificação do problema, esta restrição é feita de forma explícita, como segue abaixo,

$$\text{Contratar}(n, A-3) \leq 2\% \times \text{demanda}(\text{arvore}(\text{cenário}(n), \text{etapa}(n)-2))$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

10.8 Restrição de Contratação Máxima para A-1

Assim como para os leilões de A-3, não há no decreto um limite explícito para contratação nos leilões de A-1, mas os limites de repasse para as parcelas que ultrapassarem um determinado patamar tornam estas opções inviáveis. Novamente, para efeito de simplificação do problema, estas restrições serão feitas de forma explícita. Até 2011, poderá ser contratado por leilão de A-1 até 1% da carga verificada no ano anterior. A partir de 2012, ano em que termina o primeiro contrato de Energia Existente, poderá haver a compra de até 5% do contrato que vence.

$$\text{Contratar}(n, 1) \leq 1\% \times \text{demanda}(\text{arvore}(\text{cenário}(n), \text{etapa}(n)-1))$$

para $n \in N\acute{o}_{2005-2011}$

$$\text{Contratar}(n, 1) \leq 5\% \times \text{Mega}(1)$$

para $n \in$

$N\acute{o}_{2012}$

Contratar (n, l) $\leq 5\% \times$ **Mega**(2) para $n \in$
*Nó*₂₀₁₃

10.9 Definição de Custos

Como foi visto, existem dois ângulos diferentes para se analisar os custos decorrentes da estratégia de contratação. De um lado, será calculado o custo total de aquisição de energia para cada um dos leilões. Poderia-se supor que esta conta seria feita simplesmente calculando o montante total contratado de um tipo de leilão em um nó vezes o preço desta energia neste ano. Porém, o custo da energia se dá pelo preço no momento em que foi feita a contratação, e não pelo preço que varia a cada ano do contrato em vigor. Assim, este custo deve ser capturado somando os valores dos contratos acumulados, desde o momento em que foi feita a contratação, multiplicados pelos seus preço naquele instante. A estrutura é bastante semelhante ao que foi feito para estabelecer a relação entre *energia a contratar* e *energia contratada*.

$$\text{Custo_Energia}(n, l) = \sum_{n'=1}^N [\text{Contratar}(n', l) \times \text{preco}(\text{etapa}(n'), l) \times \text{caminhos}(n', n)]$$

para n' tal que $\text{entrega}(l) < \text{etapa}(n) - \text{etapa}(n') < \text{duracao}(l)$
para $n \in \text{Nó}_{total}$, $l \in \text{Leilão}$

onde:

- *Custo_Energia*(n, l) matriz com custo em um nó n pela aquisição de energia do leilão l ;
- *preco*(e, l) preço do contrato do leilão l na etapa e ;

Por outro lado, as distribuidoras estão interessadas no custo líquido destas contratações, descontando o direito de repasse correspondente a cada um dos leilões. De forma análoga, é calculada então o custo líquido de contratação da energia para cada leilão.

$$Custo_Liq(n, l) = \sum_{n'=1}^N [Contratar(n', l) \times preco2(etapa(n'), l) \times caminhos(n', n)]$$

para n' tal que $entrega(l) < etapa(n) - etapa(n') < duracao(l)$
para $n \in N\acute{o}_{total}$, $l \in Leil\tilde{a}o$

onde:

- $Custo_Liq(n, l)$ matriz com custo líquido em um nó n pela aquisição de energia do leilão l ;
- $preco2(e, l)$ diferença entre preço do contrato e direito de repasse do leilão l na etapa e ;

Com estes valores, podemos calcular o custo total de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação, assim como o custo das penalizações/incentivos para a distribuidora.

$$CE(n) = \sum_{l=1}^L Custo_Energia(n, l) + custo_sub(etapa(n)) \times sub(n)$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

$$CP(n) = \sum_{l=1}^L Custo_Liq(n, l) + custo_sobre(etapa(n)) \times sobre(n) +$$

$$custo_sub(etapa(n)) \times sub(n)$$

para $n \in N\acute{o}_{total}$

onde:

- $CE(n)$ vetor com custo total de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação para o nó n ;
- $CP(n)$ vetor com custo das penalizações/incentivos para a distribuidora para o nó n ;
- $custo_sub(e)$ vetor com valor do custo de sub-contratação para o estágio e ;
- $custo_sobre(e)$ vetor com valor do custo de sobre-contratação para o estágio e .

10.10 Média Ponderada dos Custos

Para o cálculo de otimização, a probabilidade de ocorrência dos cenários deve ser considerada na elaboração da estratégia. Assim, os custos de cada nó da árvore serão ponderados pela probabilidade de ocorrência dos cenários, calculando então o valor esperado dos custos a cada etapa (ano).

$$E[CE](e) = \sum_{c=1}^C CE(arvore(c,e)) \times probab(c) \quad \text{para } e \in N_{est}$$

$$E[CP](e) = \sum_{icen=1}^{ncen} CP(arvore(c,e)) \times probab(c) \quad \text{para } e \in N_{est}$$

onde:

- $E[CE](e)$ vetor com valor esperado do custo de aquisição de energia e penalidades de sub-contratação na etapa e ;
- $E[CP](e)$ vetor com valor esperado do custo das penalizações/incentivos para a distribuidora na etapa e ;
- $probab(c)$ vetor com a probabilidade de ocorrência do cenário c ;
- N_{est} conjunto de todas as etapas (anos);

10.11 Objetivo

A função objetivo da otimização é minimizar a soma das médias ponderadas dos custos por etapa trazidas a valor presente.

$$\text{Min} \sum_{e=1}^E [(1-\lambda) \times E[CP](e) + \lambda \times E[CE](e)] / desconto(e)$$

onde:

- λ fator de aversão ao risco, variando de 100% (visar somente CE) a 0% (visar somente CP);
- $desconto(e)$ vetor com fator de desconto (juros) para cada etapa e ;

11 ANEXO B - CENÁRIO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O cenário de demanda de energia elétrica é usualmente denominado mercado e consiste na projeção da demanda de energia e potência elétrica (denominada ponta de carga) e seu respectivo requisito, que vem a ser o consumo acrescido das perdas de transmissão e distribuição do sistema.

Como o Brasil ainda possui a parcela denominada de sistemas isolados, marcadamente na Região Norte, que são aqueles sistemas que não são interligados aos grandes sistemas de geração, os valores da projeção apresentados correspondem ao denominado Sistema Interligado. A magnitude deste sistema sobre o total da demanda de energia elétrica do país é de 97,8%.

Adicionalmente, deve ser destacado, para fins de simulação do sistema, que algumas especificidades levam a um requisito de geração cujo valor numérico difere daquele apresentado em outras projeções. Em particular, merece destaque, o fato de Itaipu ser simulada para atendimento ao sistema brasileiro implicando, em decorrência, a necessidade do acréscimo, ao mercado brasileiro, da demanda por energia do Paraguai. O mesmo acontece com outros requisitos, como por exemplo, bombas do sistema Light e o consumo interno de Itaipu. Estes montantes são identificados nos quadros que apresentam o resumo das projeções, apresentadas no fim desse capítulo.

11.1 Premissas econômicas e populacionais

O cenário macroeconômico de referência, utilizado para o desenvolvimento da projeção de mercado, consiste do conjunto de premissas, políticas e estratégias governamentais, do inter-relacionamento das diversas variáveis econômicas e do desenvolvimento das cenas de evolução do nível de atividade econômica da sociedade. Os estudos de cenários, baseados em estimativas e estudos de outras

instituições, como universidades e institutos de pesquisa, fornecem variáveis, que são utilizadas para as projeções. Nos subitens a seguir apresentam-se descrições sumárias e qualitativa dos cenários adotados neste trabalho para as variáveis: crescimento da economia e da população.

11.1.1

Premissas Econômicas

O cenário econômico de referência adotado neste trabalho está sustentado na hipótese de que, após ter passado por um período de ajustes, a economia nacional apresentará um prolongado processo de retomada da capacidade de investimento e de crescimento econômico, ainda que em níveis moderados para um país no estágio de desenvolvimento do Brasil.

11.1.2

Repartição do PIB por Regiões Geográficas

Para a elaboração dos correspondentes cenários para as regiões geográficas, comparou-se a evolução histórica das economias regionais e da economia nacional, analisando-se a elasticidade do PIB regional em relação ao PIB do Brasil (isto é, a relação entre as taxas de crescimento da economia regional e da economia nacional).

Considerou-se que, nos primeiros anos da retomada do crescimento, a economia nacional tenderá a ser alavancada pelas regiões mais desenvolvidas, invertendo-se posteriormente essa situação com ganhos de participação das outras regiões. As elasticidades do PIB de cada região em relação ao PIB Brasil foram utilizadas para a repartição do PIB nacional por região.

11.1.3

Premissas Populacionais

As hipóteses admitidas de crescimento populacional nesse estudo é obtida a partir das informações disponibilizadas pelo IBGE em sua Revisão Anual do Censo Demográfico. A Tabela 11.1 apresenta os valores para o crescimento populacional.

Tabela 11-1 – Taxa de Crescimento da População (% ao ano)						
Período	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
2005	1,98	1,02	1,23	1,10	1,71	1,24
2010	1,66	0,89	1,07	0,96	1,45	1,08
2015	1,38	0,75	0,88	0,79	1,17	0,90
2020	1,21	0,59	0,73	0,64	1,02	0,74

11.2

Mercado de Energia Elétrica – Histórico 1985/2004

Neste item apresenta-se uma breve análise do comportamento histórico do mercado de energia elétrica a nível Brasil e regiões geográficas, segundo as principais classes de consumo. Os valores apresentados correspondem ao mercado atendido pelas concessionárias, ou seja, não incluem a parcela correspondente à autoprodução. Também não são consideradas nessas estatísticas as parcelas de mercado referentes a energias interruptíveis.

O racionamento de 2001 teve grande influência no reduzido crescimento da demanda de energia observado nos anos seguintes, principalmente em função da experiência do consumidor durante o racionamento, que resultou numa racionalização no uso da energia elétrica.

11.2.1

Consumo Total

Na década de 80, a economia nacional iniciou uma rota de baixo crescimento o que se refletiu diretamente na evolução do mercado de energia elétrica.

No entanto, a maturação de indústrias de porte, cujos projetos foram originados no período anterior, como é o caso das plantas de alumínio nos estados do Pará e Maranhão, contribuiu para sustentar um crescimento significativo do mercado de energia elétrica.

Com a abertura econômica iniciada nos anos 90, o país passou por uma fase de ajustamento complexa, exigindo reformas institucionais profundas, modernização dos processos produtivos, busca por maior eficiência/competitividade e crescente terceirização da economia. Isso se refletiu no perfil de evolução do mercado de energia elétrica, que registrou baixo crescimento na classe industrial e elevado crescimento na classe comercial, em função da expansão e modernização do setor de comércio e serviços.

Na Tabela 11.2 e Figura 11.1 a seguir é apresentada a evolução do consumo total de energia elétrica no Brasil e regiões, para o período 1985/2004. Os valores foram obtidos através do sítio eletrônico da ELETROBRÁS e produzidos pela sua área de mercado de energia elétrica, coordenadora do Comitê Técnico de Estudos de Mercado do CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), através do que é chamado de “Relatório Analítico”. Os anos de 2001 e 2002 especificamente foram obtidos através do Boletim de Mercado e Carga Própria Anual 2002, produzido pelo CTEM (Comitê Técnico de Estudos de Mercado do CCPE) e GTEA (Grupo de Trabalho de Estatística e Acompanhamento do CCPE).

Tabela 11-2 – Consumo Total - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	3.340	22.353	98.187	21.150	5.720	150.750
1990	8.801	31.342	123.299	28.060	8.378	199.879
1995	12.663	38.151	143.267	37.248	11.758	243.087
2000	16.033	49.617	175.516	49.726	16.557	307.449
2001	15.243	45.048	158.486	49.209	15.270	283.256
2002	17.264	47.656	158.121	51.220	16.277	290.538
2003	18.064	51.642	165.219	53.597	18.465	306.987
2004	18.774	54.242	173.323	56.512	19.536	322.387
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	21,4	7,0	4,7	5,8	7,9	5,8
1990/95	7,5	4,0	3,0	5,8	7,0	4,0
1995/00	4,8	5,4	4,1	5,9	7,1	4,8
2000/01	-4,9	-9,2	-9,7	-1,0	-7,8	-7,9
2001/02	13,3	5,8	-0,2	4,1	6,6	2,6
2002/03	4,6	8,4	4,5	4,6	13,4	5,7
2003/04	3,9	5,0	4,9	5,4	5,8	5,0
Estrutura de Participação (%)						
1985	2,2	14,8	65,1	14,0	3,8	100,0
1990	4,4	15,7	61,7	14,0	4,2	100,0
1995	5,2	15,7	58,9	15,3	4,8	100,0
2000	5,2	16,1	57,1	16,2	5,4	100,0
2001	5,4	15,9	56,0	17,4	5,4	100,0
2002	5,9	16,4	54,4	17,6	5,6	100,0
2003	5,9	16,8	53,8	17,5	6,0	100,0
2004	5,8	16,8	53,8	17,5	6,1	100,0

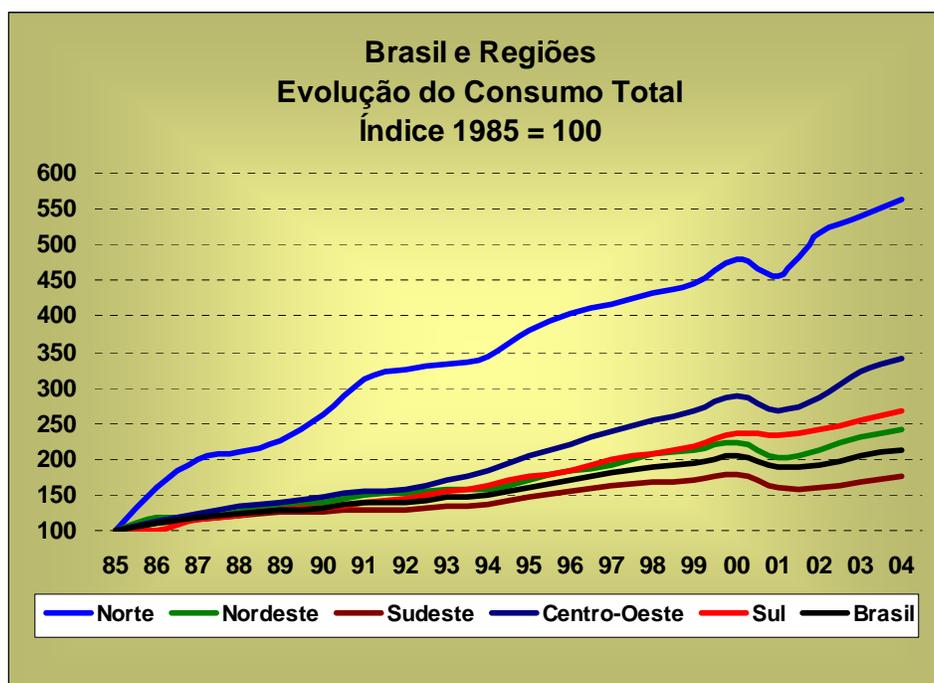


Figura 11-1 – Evolução do Consumo Total por Região

Observa-se a forte queda do consumo de energia elétrica no ano de 2001, por conta de um racionamento sem precedentes na história recente do Setor Elétrico Brasileiro. A diminuição do consumo foi de 7,9%, com as quedas mais acentuadas nas regiões Sudeste (9,7%), Nordeste (9,2%) e Centro-Oeste (7,8%). A Região Sul, apesar de ter sido excluída do racionamento compulsório, apresentou uma diminuição do consumo de 1,0%, que se deve à contribuição voluntária do Sul para amenizar os efeitos do racionamento no País.

11.2.2 Consumo Residencial

O consumo residencial no Brasil evoluiu de 32.639 GWh em 1985, para 83.613 GWh em 2000, o que representou um crescimento de 6,5% ao ano no período. No ano de 2001, o consumo residencial sofreu forte retração por conta do racionamento, caindo 11,9% em relação a 2000, razão pela qual os dados de crescimento nos períodos de 2000/2001 e 2001/2002 não serem representativos para o cálculo de crescimento médio. Desta forma, com exceção da região Sudeste, que obteve um

crescimento de 5,8% ao ano, todas as demais regiões apresentaram, no período 1985/2000, crescimento acima da média nacional.

O consumo residencial tem uma dinâmica de crescimento explicada por duas variáveis: (i) o número de consumidores residenciais e (ii) o consumo por consumidor residencial.

No período 1985/2001, o crescimento médio do número de consumidores residenciais foi de 4,5% ao ano. Este crescimento tem sido bastante superior ao crescimento da população. Apesar disso, pode-se afirmar que nas regiões menos desenvolvidas ainda existe um potencial apreciável de crescimento do número de consumidores residenciais.

O consumo por consumidor residencial apresentou evolução significativa no período 1985/2000 (de 132 kWh/mês para 172 kWh/mês), com crescimento bastante acentuado nos últimos anos, em função dos efeitos do Plano Real, tendo chegado a 179 kWh/mês em 1998. A melhoria do nível de renda da população, decorrente do controle do processo inflacionário, elevou significativamente o estoque domiciliar de aparelhos eletroeletrônicos, o que contribuiu para a crescente “eletrificação” das residências e, como conseqüência, para a expansão do consumo residencial. Contudo, no ano 2001, em decorrência do racionamento que atingiu fortemente a classe residencial, o consumo por consumidor residencial caiu para 146 kWh/mês, voltando a níveis inferiores ao dos anos de 1993/1994. Após o término do racionamento, estes valores não retornaram aos níveis anteriores no curto prazo. Isso se deve ao fato do consumidor, durante o período do racionamento, ter aprendido a economizar energia com novos hábitos e com maior eficiência dos aparelhos elétricos instalados.

Tabela 11-3 – Consumo Residencial - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	1.038	4.272	20.716	4.753	1.860	32.639
1990	1.984	6.691	29.005	7.301	3.046	48.028
1995	2.622	8.912	37.656	9.974	4.416	63.579
2000	3.897	12.442	48.157	13.077	6.040	83.613
2001	3.733	10.901	40.972	12.748	5.268	73.622
2002	3.825	10.864	39.874	12.743	5.353	72.659
2003	3.955	12.005	41.575	12.954	5.676	76.165
2004	4.286	12.989	44.788	13.866	6.152	82.080
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	13,8	9,4	7,0	9,0	10,4	8,0
1990/95	5,7	5,9	5,4	6,4	7,7	5,8
1995/00	8,2	6,9	5,0	5,6	6,5	5,6
2000/01	-4,2	-12,4	-14,9	-2,5	-12,8	-11,9
2001/02	2,5	-0,3	-2,7	0,0	1,6	-1,3
2002/03	3,4	10,5	4,3	1,7	6,0	4,8
2003/04	8,4	8,2	7,7	7,0	8,4	7,8
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,2	13,1	63,5	14,6	5,7	100,0
1990	4,1	13,9	60,4	15,2	6,3	100,0
1995	4,1	14,0	59,2	15,7	6,9	100,0
2000	4,7	14,9	57,6	15,6	7,2	100,0
2001	5,1	14,8	55,7	17,3	7,2	100,0
2002	5,3	15,0	54,9	17,5	7,4	100,0
2003	5,2	15,8	54,6	17,0	7,5	100,0
2004	5,2	15,8	54,6	16,9	7,5	100,0

Tabela 11-4 – Consumidores Residenciais - Evolução 1985/2004 (mil)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	641	4.216	11.384	3.269	1.104	20.614
1990	1.071	5.798	13.770	4.167	1.573	26.379
1995	1.448	7.303	16.538	5.187	2.115	32.591
2000	1.966	9.357	20.213	6.211	2.715	40.462
2001	2.042	9.828	20.868	6.352	2.803	41.893
2002	2.187	10.220	21.908	6.562	2.950	43.827
2003	2.281	10.605	22.609	6.750	3.065	45.310
2004	2.398	11.005	23.152	6.963	3.192	46.709
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	10,8	6,6	3,9	5,0	7,3	5,1
1990/95	6,2	4,7	3,7	4,5	6,1	4,3
1995/00	6,3	5,1	4,1	3,7	5,1	4,4
2000/01	3,9	5,0	3,2	2,3	3,2	3,5
2001/02	7,1	4,0	5,0	3,3	5,2	4,6
2002/03	4,3	3,8	3,2	2,9	3,9	3,4
2003/04	5,1	3,8	2,4	3,1	4,1	3,1
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,1	20,4	55,2	15,9	5,4	100,0
1990	4,1	22,0	52,2	15,8	6,0	100,0
1995	4,4	22,4	50,7	15,9	6,5	100,0
2000	4,9	23,1	50,0	15,4	6,7	100,0
2001	4,9	23,5	49,8	15,2	6,7	100,0
2002	5,0	23,3	50,0	15,0	6,7	100,0
2003	5,0	23,4	49,9	14,9	6,8	100,0
2004	5,1	23,6	49,6	14,9	6,8	100,0

Tabela 11-5 – Consumo Médio Residencial - Evolução 1985/2004 (kWh/mês)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	135	84	152	121	140	132
1990	154	96	176	146	161	152
1995	151	102	190	160	174	163
2000	165	111	199	175	185	172
2001	152	92	164	167	157	146
2002	146	89	152	162	151	138
2003	144	94	153	160	154	140
2004	149	98	161	166	161	146
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	2,7	2,6	3,0	3,8	2,8	2,8
1990/95	-0,5	1,1	1,6	1,9	1,5	1,4
1995/00	1,8	1,7	0,9	1,8	1,3	1,2
2000/01	-7,8	-16,6	-17,6	-4,7	-15,5	-15,0
2001/02	-4,3	-4,2	-7,3	-3,2	-3,5	-5,7
2002/03	-0,9	6,5	1,0	-1,2	2,1	1,4
2003/04	3,1	4,3	5,2	3,8	4,1	4,5

11.2.3 Consumo Industrial

Respondendo atualmente por 43% de toda a energia elétrica consumida no País via fornecimento das concessionárias (isto é, excluindo autoprodução), o consumo industrial apresentou crescimentos elevados durante a década de 80. No período 1986/1989, a participação desta classe no consumo total oscilou entre 52% e 53% em função, principalmente, dos seguintes fatores: intensificação do uso da energia elétrica associada à modernização industrial; atendimento à expansão do parque industrial brasileiro, ocorrida principalmente na década de 70 (com maturação de alguns projetos na década de 80), no âmbito do processo de substituição de importações; e desenvolvimento das indústrias eletro-intensivas, tais como alumínio, ferroligas, soda-cloro, entre outras, que apesar da crise, elevou a produção, voltando seus excedentes para a exportação.

A expansão do consumo dos setores industriais eletro-intensivos foi bastante expressiva, suficiente mesmo para reverter a dependência do país do mercado externo, sendo que, em alguns casos, o Brasil passou de importador a exportador.

Tabela 11-6 – Consumo Industrial - Evolução 1985/2003 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	857	12.378	53.786	9.408	1.352	77.781
1990	4.827	16.890	64.421	11.804	1.868	99.810
1995	7.287	18.797	68.003	15.096	2.448	111.632
2000	8.224	22.843	76.821	20.008	3.419	131.315
2001	7.579	20.812	70.993	19.728	3.427	122.539
2002	8.962	22.552	71.678	20.635	3.867	127.694
2003	9.858	22.666	70.381	21.812	5.159	129.876
2004	10.078	23.558	72.535	23.024	5.407	134.602
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	41,3	6,4	3,7	4,6	6,7	5,1
1990/95	8,6	2,2	1,1	5,0	5,6	2,3
1995/00	2,4	4,0	2,5	5,8	6,9	3,3
2000/01	-7,8	-8,9	-7,6	-1,4	0,2	-6,7
2001/02	18,2	8,4	1,0	4,6	12,8	4,2
2002/03	10,0	0,5	-1,8	5,7	33,4	1,7
2003/04	2,2	3,9	3,1	5,6	4,8	3,6
Estrutura de Participação (%)						
1985	1,1	15,9	69,2	12,1	1,7	100,0
1990	4,8	16,9	64,5	11,8	1,9	100,0
1995	6,5	16,8	60,9	13,5	2,2	100,0
2000	6,3	17,4	58,5	15,2	2,6	100,0
2001	6,2	17,0	57,9	16,1	2,8	100,0
2002	7,0	17,7	56,1	16,2	3,0	100,0
2003	7,6	17,5	54,2	16,8	4,0	100,0
2004	7,5	17,5	53,9	17,1	4,0	100,0

11.2.4 Consumo Comercial

Após crescer a uma taxa média anual de 10,2% na década de 70, o consumo comercial apresentou taxas significativamente menores no período 1980/1990, quando o crescimento médio anual da classe atingiu 5,7%.

Nos cinco anos 1995/2000, o consumo de eletricidade da classe comercial voltou a registrar variação expressiva, com uma taxa média anual de 8,0%. Este comportamento, que se verificou em todas as regiões, foi fortemente influenciado pela instalação e ampliação de estabelecimentos com elevado padrão de consumo (shopping centers, hipermercados), pela intensificação das atividades ligadas ao turismo e lazer e, ainda, pela continuidade do processo de dinamização e modernização das atividades de comércio e serviços, ao qual estão associadas a crescente urbanização e a extensão das redes elétricas. No ano de 2001, acompanhando a queda de todas as classes de consumo em virtude do racionamento, o consumo comercial registrou variação (negativa) de -6,5% relativamente a 2000. Entretanto, em 2002 e 2004 já pode ser constatada uma tendência de recuperação com respectivamente 1,8 e 5 % de crescimento anual.

Tabela 11-7 – Consumo Comercial - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	677	2.398	11.235	2.738	1.172	18.219
1990	1.009	3.260	14.488	3.435	1.604	23.797
1995	1.351	4.413	19.424	4.867	2.222	32.277
2000	1.979	6.639	28.429	7.138	3.325	47.510
2001	1.966	5.952	26.103	7.350	3.063	44.434
2002	2.098	6.118	26.208	7.578	3.248	45.250
2003	2.226	6.682	27.244	7.907	3.473	47.532
2004	2.357	7.144	28.664	8.320	3.691	50.176
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	8,3	6,3	5,2	4,6	6,5	5,5
1990/95	6,0	6,2	6,0	7,2	6,7	6,3
1995/00	7,9	8,5	7,9	8,0	8,4	8,0
2000/01	-0,7	-10,3	-8,2	3,0	-7,9	-6,5
2001/02	6,7	2,8	0,4	3,1	6,0	1,8
2002/03	6,1	9,2	4,0	4,3	6,9	5,0
2003/04	5,9	6,9	5,2	5,2	6,3	5,6
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,7	13,2	61,7	15,0	6,4	100,0
1990	4,2	13,7	60,9	14,4	6,7	100,0
1995	4,2	13,7	60,2	15,1	6,9	100,0
2000	4,2	14,0	59,8	15,0	7,0	100,0
2001	4,4	13,4	58,7	16,5	6,9	100,0
2002	4,6	13,5	57,9	16,7	7,2	100,0
2003	4,7	14,1	57,3	16,6	7,3	100,0
2004	4,7	14,2	57,1	16,6	7,4	100,0

11.2.5 Outras Classes

A evolução histórica do consumo relativo ao agregado “outras classes” (rural, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio das concessionárias) está apresentada na tabela a seguir.

Tabela 11-8 – Outras Classes - Evolução 1985/2004 (GWh)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1985	767	3.305	12.450	4.252	1.336	22.110
1990	981	4.500	15.384	5.520	1.860	28.244
1995	1.402	6.030	18.185	7.310	2.671	35.598
2000	1.933	7.693	22.109	9.503	3.773	45.011
2001	1.965	7.383	20.418	9.383	3.512	42.661
2002	2.131	7.800	21.075	9.513	3.809	44.328
2003	2.304	8.836	22.024	9.750	4.157	47.071
2004	2.357	9.092	23.290	10.122	4.307	49.167
Taxas de Crescimento (% ao ano)						
1985/90	5,0	6,4	4,3	5,4	6,8	5,0
1990/95	6,6	5,0	4,0	5,4	7,2	4,8
1995/00	1,7	-4,0	-7,6	-1,3	-6,9	-5,2
2000/01	8,4	5,6	3,2	1,4	8,5	3,9
2001/02	8,1	13,3	4,5	2,5	9,1	6,2
2002/03	2,3	2,9	5,7	3,8	3,6	4,5
2003/04	6,6	5,0	4,0	5,4	7,2	4,8
Estrutura de Participação (%)						
1985	3,5	14,9	56,3	19,2	6,0	100,0
1990	3,5	15,9	54,5	19,5	6,6	100,0
1995	3,9	16,9	51,1	20,5	7,5	100,0
2000	4,3	17,1	49,1	21,1	8,4	100,0
2001	4,6	17,3	47,9	22,0	8,2	100,0
2002	4,8	17,6	47,5	21,5	8,6	100,0
2003	4,9	18,8	46,8	20,7	8,8	100,0
2004	4,8	18,5	47,4	20,6	8,8	100,0

11.3 Metodologia para Projeções do Mercado de Energia Elétrica

11.3.1 Consumo Residencial

A metodologia utilizada para a projeção do mercado residencial consistiu em projetar individualmente o número de consumidores residenciais e o consumo médio residencial (consumo por consumidor residencial).

O número de consumidores residenciais foi projetado em função da evolução futura da população (cenário populacional) e da relação entre esse número de consumidores e a população, relação esta que envolve implicitamente a “taxa de atendimento” e o parâmetro “nº de habitantes por domicílio”. Por sua vez, o consumo médio residencial foi projetado de forma consistente com o cenário econômico considerado, via elasticidade desse consumo médio relativamente à renda per capita.

Sendo $NCR = n^{\circ}$ de consumidores residenciais, $POP =$ população total e $DOM = n^{\circ}$ de domicílios, o indicador “nº de consumidores residenciais / população” incorpora o efeito combinado da taxa de atendimento ($TA = NCR / DOM$) e do parâmetro “nº de habitantes por domicílio” (POP / DOM), através da identidade:

$$NCR/POP = (NCR/DOM) / (POP/DOM) = TA / (POP/DOM)$$

Considera-se que os parâmetros TA e POP / DOM , o primeiro crescente e o segundo decrescente no tempo, tendem a níveis de saturação, de 100% e 3,0, respectivamente. Conseqüentemente, o indicador NCR / POP tenderá a saturar em torno de 33 a 34%. Em um país como o Brasil, de dimensões continentais e grandes disparidades regionais, os valores de NCR / POP , da taxa de atendimento e do número de habitantes por domicílio, são muito variáveis de região para região. Os valores atuais de NCR / POP , para as Unidades da Federação, oscilam entre cerca de 14% e 28 a 29%.

Historicamente observa-se, em todas as regiões do País, uma forte tendência de evolução linear no tempo da relação NCR / POP , conforme pode ser visto na figura

abaixo. Assim, projetou-se essa relação, extrapolando sua tendência histórica linear, porém em alguns casos com um certo amortecimento devido à tendência a saturação, traduzida por uma aproximação linear de menor declive do que o da reta ajustada aos valores históricos. A projeção do número de consumidores residenciais resultou do produto das projeções dessa relação e da população.

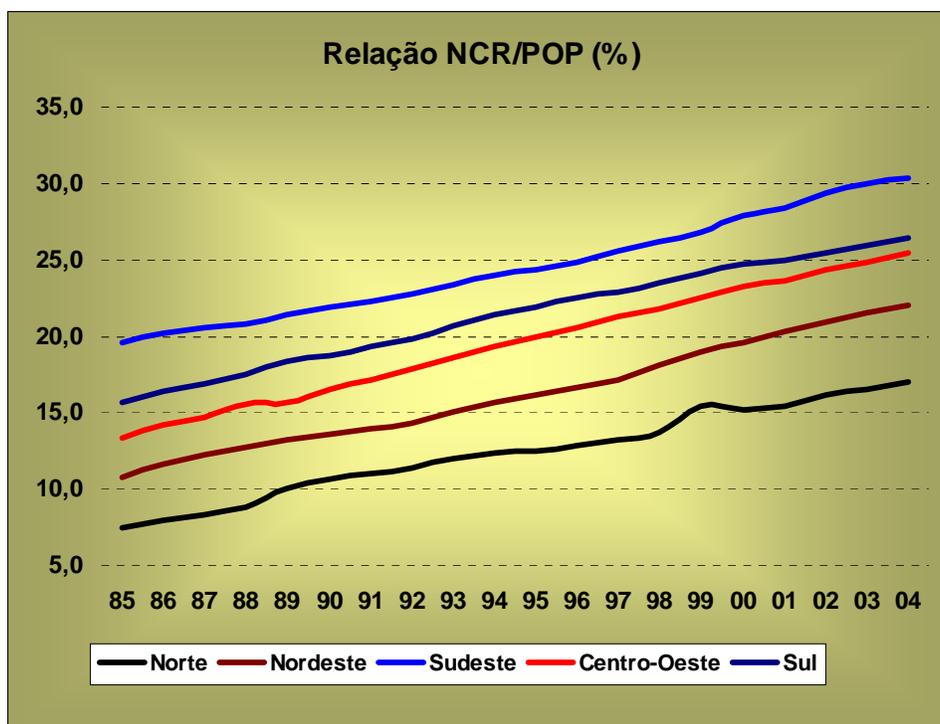


Figura 11-2 – Relação Número de Consumidores Residenciais sobre População Total

Para a projeção do consumo por consumidor residencial adotou-se uma elasticidade deste indicador em relação ao PIB *per capita*, com base em observações do período histórico e levando-se em consideração as características e as perspectivas de evolução da renda regional, segundo o cenário econômico adotado.

11.3.2 Consumo Industrial

A projeção do consumo industrial foi elaborada desagregando-se o consumo da classe em dois conjuntos: grandes consumidores e indústria tradicional. A cada um desses conjuntos foi dado um tratamento diferenciado. A projeção dos grandes consumidores levou em conta as séries históricas e as perspectivas de evolução dos

seguintes setores: alumínio, siderurgia, ferroligas, soda-cloro, papel, celulose e pasta de alto rendimento, petroquímica, cimento, cobre e pelotização. Para cada um desses setores, foram analisadas as perspectivas de evolução futura da produção física, nível de exportação e importação e a demanda interna. Da mesma forma, foram analisados os consumos específicos de energia elétrica desses setores (kWh por tonelada).

Para cada um dos setores que se caracterizam como grandes consumidores industriais de energia elétrica, foram estabelecidas premissas relativas à demanda interna (consumo interno dos respectivos produtos) e aos níveis de exportação e de importação, expressos em unidades físicas (tonelada). A demanda interna foi projetada com base em sua elasticidade-renda, que é um parâmetro de entrada da planilha de projeção. Os níveis de importação e exportação foram estabelecidos através de outros dois parâmetros, que também são entradas da planilha, a saber: a relação Exportação/Produção (%) e a relação Importação/Demanda Interna (%). Já que esta última relação determina a importação a partir da demanda interna, a produção física resulta da seguinte equação:

$$\text{Produção Física} = (\text{Demanda Interna} - \text{Importação}) / (1 - \text{Exportação}/\text{Produção})$$

Os parâmetros elasticidade-renda da demanda interna, Exportação/Produção (%) e Importação/Demanda Interna (%), foram projetados com base em seu comportamento histórico e considerações sobre suas perspectivas de evoluções futuras, apoiadas em informações das próprias indústrias e respectivas associações de classe.

Dessa forma, projetou-se a produção física de cada um desses setores industriais em nível de Brasil. Também foram levadas em conta as perspectivas de ampliação da capacidade instalada, de forma que esta não se constitua em um gargalo para a produção.

Obtida a produção física de cada setor em nível nacional, foram feitas hipóteses de regionalização da produção, em função de informações de instalação de novas unidades produtivas, ampliações anunciadas, e de uma avaliação dos próprios autores

deste trabalho em relação às tendências de cada setor, baseando-se em aspectos de suprimento das principais matérias primas, aspectos de logística em relação ao mercado nacional e internacional, padrões de competitividade dentro do mercado globalizado, etc.

Com base na projeção regional da produção de cada setor industrial grande consumidor e do correspondente consumo específico de energia elétrica (kWh por tonelada), projeta-se o consumo total de energia elétrica desse setor.

Para alguns setores industriais, consideraram-se diferentes consumos específicos dependendo da região. Foram feitas hipóteses de evolução dos valores históricos do consumo específico, baseando-se em perspectivas de evolução tecnológica e comparações com padrões internacionais. Cabe destacar que, na formulação destas hipóteses, levou-se em conta as diferenças entre as unidades produtivas, caracterizadas pelo uso de processos/tecnologias diferentes num mesmo setor, ou pelo mix de produtos fabricados. É, por exemplo, o caso do alumínio em que as plantas do Pará e do Maranhão apresentam uma eficiência maior (menor consumo específico) do que as plantas da região Sudeste. Também é o caso do setor de ferroligas, cujo consumo específico é muito variável em função dos tipos de ferroligas produzidos.

Cabe ressaltar, pelo seu porte, que nas premissas de expansão dos grandes consumidores foi considerada a entrada de uma carga de alumínio no estado do Pará, próximo ao final do período, que corresponderá a um consumo anual de cerca de 6.000 GWh, a partir de meados de 2011, e que, segundo informações da própria indústria, estará condicionada à entrada em operação de alguma usina hidrelétrica de porte. Admitiu-se, neste trabalho, que a oferta será proporcionada pela adição de um conjunto de usinas hidrelétricas, na região, a partir do ano de 2011.

A projeção da parcela do consumo industrial dos grandes consumidores a ser atendida pelo sistema elétrico (concessionárias) é obtida pela diferença entre o consumo total de energia elétrica desses consumidores e a respectiva parcela de autoprodução. As premissas de autoprodução consideradas no presente trabalho estão descritas no próximo item.

No quadro a seguir são apresentados os principais indicadores adotados para a projeção do consumo dos grandes consumidores industriais.

Tabela 11-9 – Grandes Consumidores Industriais				
Parâmetros Adotados na Projeção (*)				
Setor	Consumo Específico (kWh/t)		Elasticidade-Renda da Demanda Interna	
	2004	2014	2004	2014
Alumínio	15.600	15.500	1,20	1,20
Siderurgia	590	590	1,08	1,08
Ferroligas	7.470	7.070	-	-
Soda-Cloro	3.070	3.070	1,20	1,20
Celulose	1.000	1.000	1,20	1,20
Papel	1.000	1.000	1,20	1,20
Pasta AR	2.200	2.200	-	-
Petroquímica	1.770	1.700	1,20	1,20
Cimento	110	110	1,30	1,20

(*) valores médios.

Deve-se observar que os consumos específicos dos setores industriais para o Brasil, apresentados no quadro anterior, correspondem, em alguns casos, a valores médios ponderados pelas produções regionais, visto que os mesmos podem apresentar variações entre regiões, de acordo com o estágio de desenvolvimento do processo produtivo, como é o caso do alumínio, cujo consumo específico, atualmente, é de cerca de 15.000 kWh/t na região Norte e de 16.500 kWh/t na região Sudeste.

O consumo industrial denominado tradicional foi projetado através de sua elasticidade-renda com o PIB regional, baseando-se na premissa de que esta parcela variará, ao longo do tempo, de acordo com o comportamento da economia. Assim, um outro parâmetro básico de projeção é a elasticidade-renda do consumo industrial tradicional. Os valores adotados para essa elasticidade foram definidos com base na observação de seus valores históricos e comparações inter-regionais.

11.3.2.1 Autoprodução

O cenário de autoprodução para os grandes consumidores industriais foi elaborado com base em pesquisa dos projetos de autoprodução dessas indústrias. Foram estabelecidas premissas para a autoprodução abrangendo os diferentes setores e considerando as regiões geográficas.

Para tanto foi admitido que a autoprodução teria sua evolução concentrada nos setores cujos processos permitem a utilização da cogeração, tais como: açúcar e álcool, papel e celulose, siderurgia, petroquímica, e indústria de bebidas.

Neste conjunto, destacou-se a indústria de papel e celulose, que pelas suas características de processo, utiliza rejeitos de sua própria indústria como fonte de energia, o licor negro e ainda biomassa, cavacos.

Setores como alumínio, que apresentaram nos últimos anos pesados investimentos em geração hidrelétrica, em empreendimentos próprios ou de forma consorciada, não estão considerados como autoprodutores, nestas projeções, pelo fato dessas usinas operarem integradas ao sistema elétrico nacional.

Dessa forma, a autoprodução aqui considerada inclui essencialmente cogeração de energia elétrica intramuros da indústria, isto é, cuja produção de energia elétrica é integralmente utilizada na própria indústria. Assim, não se considera como autoprodução, a ser abatida do consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, a participação desses consumidores em usinas hidrelétricas como produtores independentes, nem a produção térmica de eletricidade em usinas que são integradas ao sistema elétrico interligado e que são, ou deverão vir a ser, despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

11.3.2.2 Consumo Comercial

O consumo comercial foi projetado com base na sua relação com o consumo residencial. Para as diferentes regiões, os valores atuais desta relação oscilam entre 50% e 65%, conforme pode ser observado na figura a seguir.

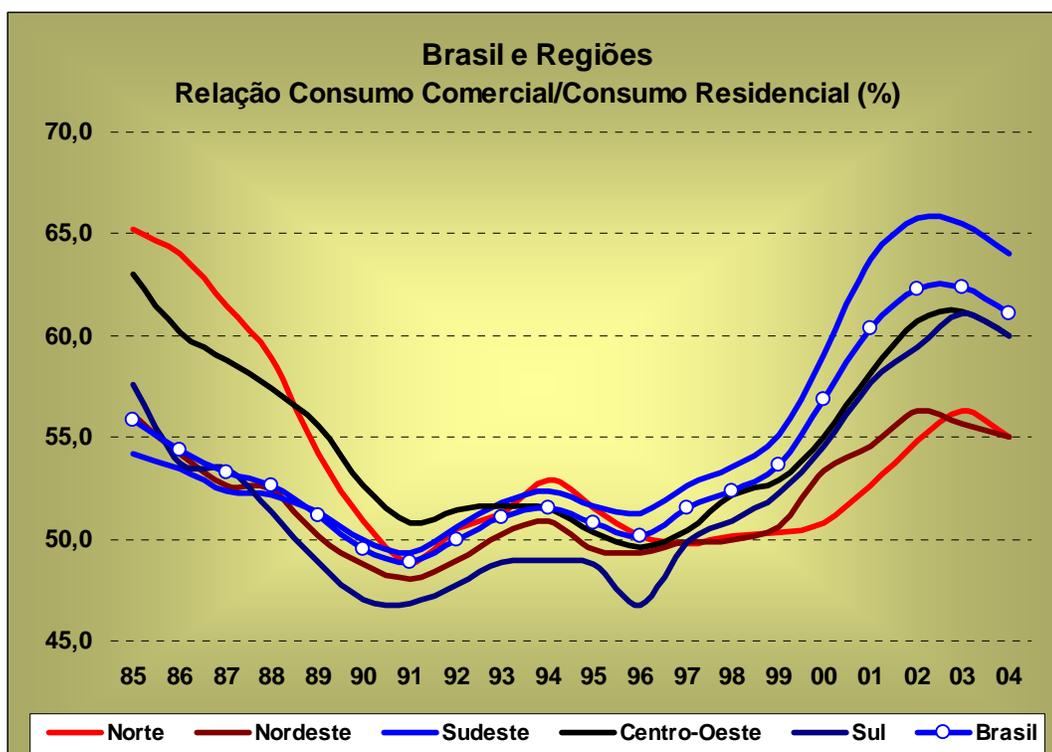


Figura 11-3 – Relação Consumo Comercial/Consumo Residencial

A partir dos níveis dessa relação, observados no período histórico, que ao longo da década de 90 revelam uma certa estabilidade, com ligeira tendência de elevação, tendo apresentado crescimento muito acentuado e, de certa forma, atípico nos anos 2000 e 2001 em virtude de uma forte desaceleração do consumo residencial no ano 2000 e de uma maior penalização desta classe por efeito do racionamento em 2001, projetou-se uma evolução deste indicador, atendendo às especificidades do perfil de mercado de cada região.

Dessa forma, os valores futuros da relação “consumo comercial/consumo residencial” constituem mais um dado de entrada da metodologia.

11.3.2.3 Consumo de “Outras Classes”

O agregado “outras classes” (rural, iluminação pública, poderes públicos, serviços públicos e consumo próprio das concessionárias) é projetado em bloco, com base na relação entre seu consumo e o da classe residencial, relação esta que apresenta historicamente certa estabilidade, com leve tendência de queda, conforme se pode observar na figura a seguir.

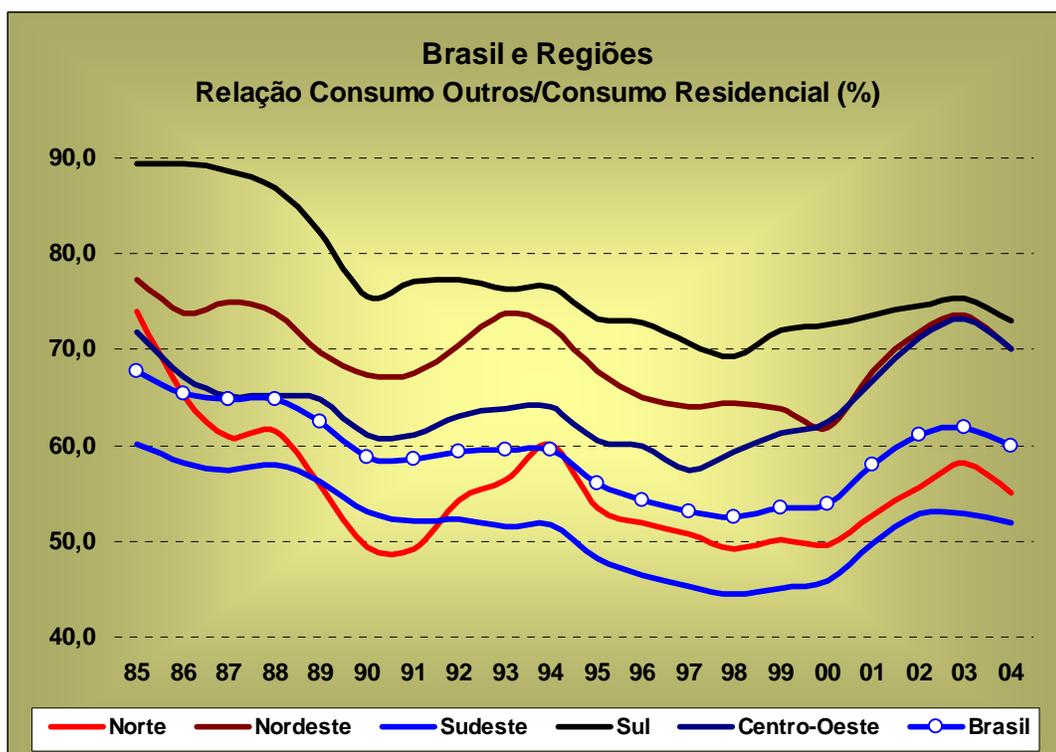


Figura 11-4 – Relação entre o Consumo de Outras Classes e o Consumo Residencial

Adotou-se como parâmetro de entrada da metodologia, para projetar o consumo de outras classes, a relação entre esse consumo e o consumo residencial.

Projetou-se a relação entre o consumo de outras classes e o consumo residencial, observando-se o seu comportamento histórico e atendendo às especificidades do mercado de energia elétrica de cada região.

Observa-se, contudo, que também se calculou, a posteriori, os valores resultantes da relação entre o consumo de outras classes e o consumo total, já que tal relação apresenta também um comportamento bastante estável no período histórico. Dessa forma, esta última relação constitui-se em mais um parâmetro de aferição da consistência das projeções do consumo das outras classes.

11.3.3 Índices de perdas

Na estimativa da evolução dos níveis de perdas, admite-se que ao longo do período de projeção haveria uma redução gradual nos índices de perdas, função do esforço na implantação de programas de redução do desperdício de energia. Contudo, vale ressaltar que se admite não haver margem para redução muito significativa, uma vez que as grandes concessionárias já são hoje empresas bastante eficientes.

11.3.4 Resumo

O quadro abaixo resume a os passos descritos para a construção dos cenários de mercado.

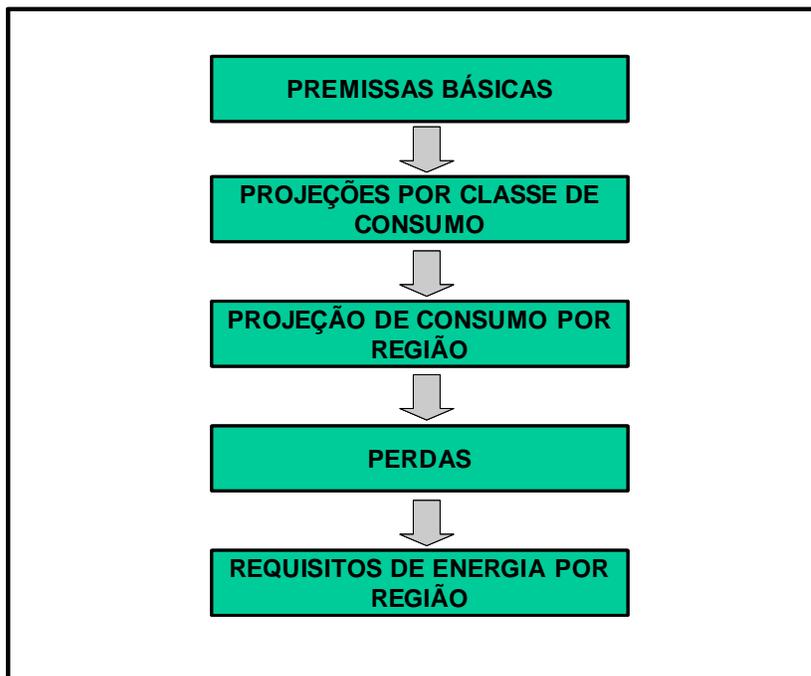


Figura 11-5 – Metodologia para previsão de demanda