

**Mercado
Eléctrico**

<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.melectriconet.com.ar>

melectrico@melectrico.com.ar

El presente documento integra
la biblioteca de **Mercado Eléctrico**

TEL/FAX: (54-11) 4489-1031/1055/1058 - Argentina

OS PLANOS DECENAIIS DE EXPANSÃO

Organização Institucional

D1. Antes da reforma setorial, os governos federal e estaduais, através de suas empresas concessionárias estatais, eram responsáveis diretos pelo investimento em novos equipamentos de geração e reforços na rede de transmissão. As empresas controladas pelo governo federal – Eletrosul, Furnas, Eletronorte e Chesf – produziam cerca de 60% da geração do país e funcionavam como “atacadistas”, vendendo energia para as concessionárias de distribuição, em geral empresas estaduais – Light, Cemig, Cesp, Copel e outras. Estas, por sua vez, complementavam a energia comprada com sua própria geração, abastecendo diretamente seus consumidores diretos ou vendendo energia para distribuidoras municipais de menor porte. A Eletrobrás, por sua vez, tinha três papéis principais: empresa “holding” do setor federal, agente financiador de projetos e coordenadora dos grupos de planejamento e operação do sistema, GCPS e GCOI.

Os Planos Decenais de Expansão

D2. O instrumento principal de decisão do setor era o chamado Plano Decenal de Expansão (PD) preparado pelo GCPS, constituído de técnicos de várias empresas e coordenados pela Eletrobrás. Como o nome indica, o PD prepara um cronograma de expansão da oferta para os dez anos seguintes¹, sendo atualizado a cada ano. Por facilidade de apresentação, será uma descrição muito simplificada do conteúdo de um PD, a começar pela divisão nas seguintes partes principais:

Análise de Suprimento para os anos 1 a 3

D3. Neste horizonte, já não há mais tempo para a construção de equipamentos “normais”, isto é, com a construção e comissionamento nos prazos usuais. O objetivo desta análise é identificar problemas de suprimento “conjunturais”, devidos por exemplo a uma seca severa ou ao atraso na entrada de equipamentos já previstos.

D4. A principal ferramenta analítica para esta análise é a simulação operativa do sistema, onde as condições de suprimento são avaliadas para diversos cenários hidrológicos, por exemplo supondo a repetição de cada uma das aflúências registradas nos últimos 70 anos ou criando milhares de cenários hidrológicos “artificiais”, através de modelos matemáticos que procuram reproduzir as principais características destas aflúências – por exemplo, o fato de que as vazões variam sazonalmente (períodos chuvosos e de estiagem) ou o fato de que, se ocorre uma aflúência baixa num mês, há maior probabilidade de que a aflúência no mês seguinte também seja baixa.

D5. Um dos resultados mais importantes desta análise é o *risco de déficit*, que representa a porcentagem dos cenários simulados onde se detecta problemas de suprimento que levariam a racionamentos. No sistema brasileiro, o risco de déficit tradicionalmente aceito é de até 5%. Isto é, considera-se aceitável a ocorrência de problemas de suprimento, quase todos de severidade inferior à crise atual, em 5% dos cenários hidrológicos simulados. Riscos menores

¹ O PD também apresenta um cronograma de investimentos para os primeiros cinco anos.

implicam em mais investimentos e, portanto, em custos maiores para os consumidores. Caso o risco seja circunstancialmente superior a 5%, caracterizava-se um problema de suprimento, que se supõe que possa ser aliviado através da aquisição de geração emergencial – por exemplo, usinas térmicas montadas em barcaças que poderiam entrar em funcionamento num prazo de 6 meses – complementada, em casos mais severos, por racionamentos de energia.

Decisões de Investimento para os anos 4 a 10

D6. Nesta parte do plano são identificadas as usinas que devem entrar em operação nos próximos quatro a dez anos com o objetivo de assegurar um atendimento confiável ao crescimento da demanda. O processo real de seleção, dimensionamento e identificação dos projetos mais econômicos é bastante complexo, mas a filosofia básica é adicionar usinas por um critério de custo/benefício crescente até que o risco de déficit atinja o nível padrão de 5%². O custo é naturalmente dado pela soma dos montantes de investimento e operação³. Por sua vez, o benefício corresponde à *energia garantida* da usina. Esta energia garantida, medida em MW, corresponde à capacidade de geração “sustentável” da usina, isto é, o máximo requisito de energia a mesma poderia atender com um grau de confiabilidade de 5% de risco de déficit⁴.

Análise dos Planos Decenais 1997 e 1998

D7. Foram examinados os Planos Decenais dos anos 1997 e 1998, que correspondem à transição do esquema de planejamento centralizado para o de livre mercado. A figura a seguir mostra os riscos de racionamento nos anos 1998 a 2001 previstos em cada plano.

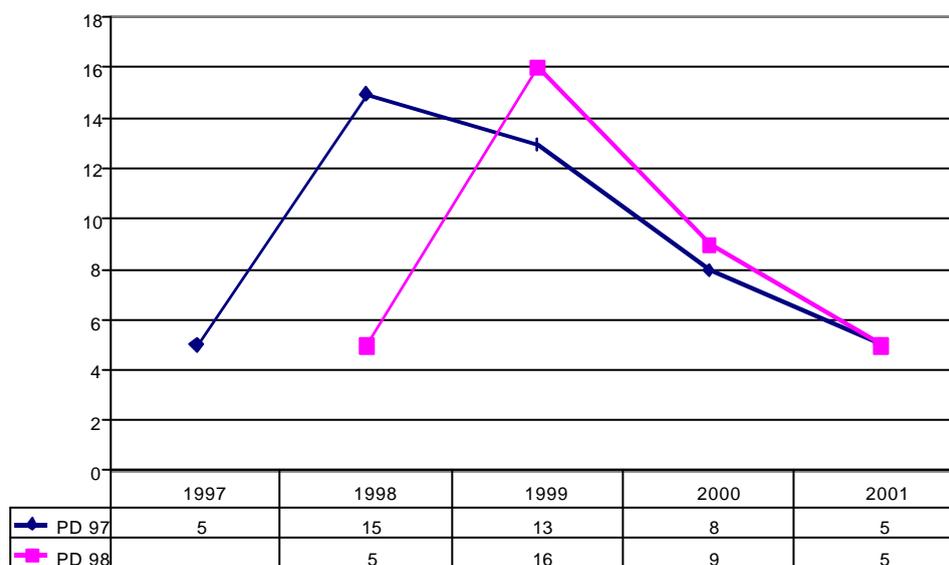


Figura D.1 Riscos de Deficit na região Sudeste/Centro-Oeste – PD 97 e 98

² Nas versões mais recentes do plano, o critério passou a ser o de adicionar usinas em ordem crescente de custo/benefício até que o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) atingisse um nível pré-estabelecido (por exemplo, US\$ 34/MWh). Como o CMO é muito afetado pelo risco de déficit, o critério de confiabilidade ainda era mantido, só que de maneira indireta.

³ Uma termelétrica a ciclo combinado, por exemplo, tem um custo de investimento da ordem de US\$ 600/kW, e custos operativos por volta de US\$ 15/MWh. Uma usina hidrelétrica tem custos de investimentos bastante variáveis, entre 700 e 1300 US\$/kW, e custos de operação muito pequenos.

⁴ Deve ser observado que a energia garantida é utilizada para medir a capacidade de suprimento “estrutural” da usina. Como conseqüência, o procedimento de cálculo da mesma não leva em conta os níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios ou, melhor dizendo, pressupõe que os mesmos estão em situação de equilíbrio.

D8. Observa-se na figura que ambos os planos apontam para problemas de suprimento de curto prazo (anos 1 a 3) e equilíbrio no médio prazo, com riscos em torno de 5%. A evolução dos riscos entre os PDs 97 e 98 é típica do sistema brasileiro. A análise de risco do PD 97 foi feita em meados de 1996. Devido à incerteza das afluências, poderia haver problemas já em 1997, com riscos elevados em 1998 e 1999. Quando esta análise foi repetida no ciclo seguinte, em meados de 1997, já era sabido que a afluência neste ano havia sido boa; como consequência, o risco maior foi deslocado de um ano.

D9. Para chegar-se a uma conclusão mais definitiva, investigou-se o nível de armazenamento dos reservatórios em meados de 1997. Se os reservatórios estivessem vazios, seria possível que os riscos de racionamento em 1999 e 2000 tivessem sido causados por condições hidrológicas, mesmo que houvesse um equilíbrio estrutural entre oferta e requisitos de energia. Verificou-se, entretanto, que o nível de armazenamento inicial dos reservatórios era elevado, **o que permite concluir que havia um desajuste estrutural**. Esta conclusão foi reforçada pela análise dos Planos Decenais e níveis de investimento desde o início dos anos noventa, que mostram atrasos sucessivos na construção dos reforços recomendados.