

À publicação.
Em 28, 8 /2002



CONGRESSO NACIONAL

COMISSÃO ESPECIAL MISTA DESTINADA A ESTUDAR AS CAUSAS DA
CRISE DE ABASTECIMENTO DE ENERGIA NO PAÍS, BEM COMO
PROPOR ALTERNATIVAS AO SEU EQUACIONAMENTO

A CRISE DE ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

RELATÓRIO FINAL Nº 2, DE 2002-CN

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 134

**Comissão Mista Especial destinada a estudar as causas da crise de
abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas
ao seu equacionamento**
Requerimento nº 73/2001-CN

Presidente

Deputado Márcio Fortes (PSDB)

Vice-Presidente

Deputado Fernando Gabeira (PV)

Relator

Senador Paulo Souto (PFL)

Senadores Titulares

Alberto Silva (PMDB)
Mauro Miranda (PMDB)
José Fogaça (PMDB)
Nabor Júnior (PMDB)
Paulo Souto (PFL)
José Agripino (PFL)
Francelino Pereira (PFL)
Teotônio Vilela (Bloco PSDB/PPB)
Antero Paes de Barros (Bloco PSDB/PPB)
Heloísa Helena (Bloco Oposição PT-PDT-PPS)
Paulo Hartung (Bloco Oposição PT-PDT-PPS)
Ademir Andrade (PSB)

Senadores Suplentes

Valmir Amaral (PMDB)
Gerson Camata (PMDB)
Wellington Roberto (PMDB)
Pedro Simon (PMDB)
Freitas Neto (PFL)
Carlos Patrocínio (PFL)
Moreira Mendes (PFL)
Geraldo Melo (Bloco PSDB/PPB)
Leomar Quintanilha (Bloco PSDB/PPB)
Eduardo Suplicy (Bloco Oposição PT-PDT-PPS)
Sebastião Rocha (Bloco Oposição PT-PDT-PPS)
Roberto Saturnino (PSB)

Deputados Titulares

Márcio Fortes¹ (Bloco PSDB-PTB)
Iris Simões (Bloco PSDB-PTB)
Juquinha (Bloco PSDB-PTB)
Marcos Cintra (Bloco PFL-PST)
Ney Lopes (Bloco PFL-PST)
Aníbal Gomes (PMDB)
João Colaço (PMDB)
Fernando Ferro (PT);
Delfim Netto² (PPB)

Deputados Suplentes

João Caldas (Bloco PSDB-PTB)
Paulo Feijó² (Bloco PSDB-PTB)
Rose de Freitas (Bloco PSDB-PTB)
José Carlos Aleluia (Bloco PFL-PST)
Robson Tuma (Bloco PFL-PST)
Gastão Vieira (PMDB)
Salatiel Carvalho (PMDB)
Virgílio Guimarães (PT)
Mário Negromonte³ (PPB)

JANEIRO 2001

¹ Em 12.11.01 foi feita a substituição do Deputado Márcio Fortes como titular no lugar do Deputado Antônio Cambraia.

² Em 06.12.01 foi feita a substituição do Deputado Paulo Feijó como suplente no lugar do Deputado Márcio Fortes.

³ Em 13.09.01 foi feita a substituição do Deputado Mário Negromonte como suplente pelo Deputado Odelmo Leão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

Fl. 135

Jandira Feghali (Bloco PSB-PCdoB);
Ailton Dipp (Bloco PDT-PPS)
Fernando Gabeira (PV)

Sérgio Novais (Bloco PSB-PCdoB)
Clementino Coelho (Bloco PDT-PPS)
Luciano Zica (PV).

Elaboração:

Consultora Legislativa Márcia Fortuna Biato
Consultor Legislativo Omar Alves Abbud

Revisão:

Consultor Legislativo David Waisman
Consultora Legislativa Lilian Marcia Simões Zamboni

Editoração:

Edilenice J. Lima Passos
João Cândido de Oliveira

Secretário da Comissão: Francisco Naurides Barros
Assistente: Irani Ribeiro dos Santos

Brasil. Congresso Nacional. Comissão mista especial destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas ao seu equacionamento.

A crise de abastecimento de energia elétrica : relatório. — Brasília : Senado Federal, Secretaria Especial de Editoração e Publicações, 2002.
208 p.

1. Energia Elétrica - crise - Brasil 2. Energia Elétrica - abastecimento - Brasil. I. Brasil. Congresso. Comissão mista especial destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas ao seu equacionamento. II. Título.

CDU 621.31(81)
CDD 621.310981

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

1A43G81 OCAME2

Comissão Especial de Inquérito

04/12/83

FL. 136

SUMÁRIO

1	Introdução	1
2	A crise de abastecimento de energia elétrica	3
2.1	O setor elétrico brasileiro	3
2.2	A reestruturação do setor.....	6
2.3	A privatização.....	17
2.4	Antecedentes da crise de energia	19
2.5	A crise: origem e causas	26
2.6	Recomendações.....	33
3	Avanços e tropeços da reestruturação do setor elétrico brasileiro	34
3.1	Os primeiros passos	34
3.2	As razões da reestruturação do setor elétrico brasileiro.....	36
3.3	As inconveniências da reestruturação incompleta.....	37
3.4	A polêmica sobre a privatização	39
3.5	Algumas questões polêmicas na reestruturação	45
3.6	Outras questões.....	50
3.7	Recomendações.....	52
4	O preço da energia elétrica no Brasil.....	55
4.1	Antecedentes	55
4.2	A função do preço da energia elétrica	56
4.3	O novo panorama institucional e regulamentar.....	56
4.4	Tarifa <i>versus</i> rentabilidade das empresas	58
4.5	O financiamento da expansão	62
4.6	O conceito de preço justo.....	63
4.7	Energia velha <i>versus</i> energia nova	66
4.8	Os contratos iniciais e a liberação da energia em 2003	67
4.9	O mercado competitivo e a atuação das empresas estatais	69
4.10	Recomendações.....	71
5	Eficiência energética e fontes alternativas de energia.....	73
5.1	Antecedentes	73
5.2	Eficiência no consumo de energia.....	74
5.2.1	A estrutura atual de consumo	75
5.2.2	Como aumentar a eficiência no consumo de energia elétrica.....	77
5.3	Eficiência na oferta de energia	84
5.3.1	Fontes convencionais.....	85
5.3.1.1	A hidreletricidade.....	85
5.3.1.2	O gás natural e outras fontes fósseis.....	88
5.3.2	Fontes alternativas.....	90
5.3.2.1	As fontes alternativas no Brasil.....	95
5.4	Recomendações.....	108
6	O uso múltiplo da água e o rio São Francisco	114

6.1	O uso múltiplo da água	114
6.2	O caso do rio São Francisco.....	116
6.3	A revitalização do São Francisco e a transferência de energia	120
6.4	Recomendações.....	122
7	Como o Governo enfrentou a crise	124
7.1	A ação emergencial do Governo	124
7.2	Avaliação da ação emergencial do Governo	131
7.3	O impacto econômico do racionamento	138
7.4	Encaminhamento de questões de ordem estrutural.....	140
7.4.1	A recomposição das tarifas	141
7.4.2	Medidas de revitalização	142
7.4.2.1	Aperfeiçoamento do processo de despacho e de formação de preço	142
7.4.2.2	Implementação de oferta de preços (consulta pública)	143
7.4.2.3	Regulamentação da venda de energia velha (alguns aspectos sujeitos à consulta pública).....	143
7.4.2.4	Fontes alternativas de energia	144
7.4.2.5	Universalização do atendimento.....	144
7.4.2.6	Reestruturação do MAE.....	144
7.4.2.7	Desverticalização	145
7.4.2.8	Reorganização do Ministério de Minas e Energia.....	145
7.4.2.9	Revisão das tarifas de transmissão (consulta pública).....	145
7.4.2.10	Governança do ONS (consulta pública)	146
7.4.2.11	Revisão das energias asseguradas (consulta pública).....	146
7.4.2.12	Exigências de contratação bilateral (consulta pública).....	146
7.4.2.13	Contratação de geração de reserva (consulta pública)	146
7.4.2.14	Mudanças no Valor Normativo (consulta pública)	147
7.4.2.15	Subsídio ao transporte do gás (consulta pública)	147
7.4.2.16	Consumidores livres e cativos (consulta pública).....	147
7.4.2.17	Eliminação de subsídios cruzados (consulta pública)	148
7.4.2.18	Limites para participações cruzadas e para a auto-contratação (consulta pública)	148
8	Conclusão	149
8.1	A reforma incompleta	149
8.2	A crise e suas causas	150
8.3	Recomendações.....	151
8.4	Avanços e tropeços da reestruturação do setor elétrico.....	152
8.5	Recomendações.....	152
8.6	O preço da energia elétrica.....	155
8.7	Recomendações.....	156
8.8	Eficiência energética e fontes alternativas de energia.....	157
8.9	Recomendações.....	159
8.10	O uso múltiplo da água	162

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

138

8.11	Recomendações.....	162
8.12	Como o Governo enfrentou a crise	163

Anexos

A)	Programa estratégico de ampliação da oferta de energia elétrica (Quadros, mapas e tabelas apresentados pela GCE, em 19.02.2002)	163
B)	Legislação atinente à câmara de gestão da crise de energia elétrica	172
C)	Visitas da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional.....	183
D)	Glossário de termos usados no setor elétrico	185
E)	Siglas Usuais no Setor de Energia Elétrica	189

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 139

1A28057 00A032

00000000 00 0 0000000 00000000

om0412j8

1 Introdução

No início de 2001, começaram a surgir, com alguma insistência, os sinais de uma crise que viria a afetar profundamente a vida nacional. Aqui e ali, na imprensa, apareciam, com frequência maior que a habitual, advertências sobre escassez de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras. O baixo nível de água nas represas, num país que tem cerca de 95% de seu fornecimento dependente de usinas hidrelétricas, anunciava a forte possibilidade de cortes no fornecimento durante todo o período seco, que dura de abril a novembro, cortes que poderiam assumir dimensões catastróficas para o Brasil.

O conhecimento da real situação dos reservatórios pegou o País de surpresa. A grande maioria da população ignorava o problema sobre o qual somente vinha a ser informada após a sua irrupção. A absoluta necessidade de racionamento no fornecimento de energia elétrica, em intensidade jamais cogitada em episódios anteriores, impôs um pesado sacrifício para as famílias brasileiras: 20% de redução do consumo para residências, calculado em relação ao consumo médio de maio, junho e julho de 2000.

O Governo Federal, a quem constitucionalmente incumbe garantir o abastecimento de energia elétrica do País, não havia feito qualquer advertência à Nação sobre a iminência da crise. O Presidente da República chegou a dizer que desconhecia a intensidade do problema. Passada a perplexidade, criou, por meio da Medida Provisória nº 2.147, em 15 de maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, *com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial decorrentes da atual situação hidrológica crítica para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevisíveis do suprimento de energia elétrica.*

O Congresso Nacional também percebeu a gravidade da questão. Atendendo ao Requerimento nº 73, de 2001, de autoria do nobre Deputado Miro Teixeira e outros eminentes Congressistas, foi criada, em 16 de maio de 2001, e instalada, em 5 de junho do mesmo ano, Comissão Especial Mista com a finalidade de *estudar as causas da crise de abastecimento de energia no País, bem como propor alternativas ao seu equacionamento.*

Honrosamente escolhido para a Relatoria desta Comissão, tenho a satisfação de apresentar a Vossas Excelências este Relatório, que espero traduza adequadamente o que representou o trabalho árduo e profícuo da Comissão.

Não posso deixar de agradecer aos Deputados Antônio Cambraia e Márcio Fortes, pelo exercício sempre seguro e sereno da Presidência, que criou condições plenas para o desempenho da Relatoria. Agradeço também a todos os colegas

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 140

Congressistas, membros da Comissão, pelo elevado espírito público com que se conduziram no desenrolar de nossos trabalhos.

Registro, ainda, o meu reconhecimento ao trabalho do Secretário da Comissão, Naurides Barros, e de seu assistente, Irani Ribeiro dos Santos, que apoiaram competentemente as nossas atividades ao longo dos seus mais de dez meses de duração. Quero finalmente fazer um agradecimento especial a todas as autoridades, servidores públicos, empresários e especialistas que compareceram à Comissão para, com seus depoimentos – impressos no Volume II deste relatório –, ajudar-nos a compreender a enorme complexidade do setor elétrico brasileiro. Foi somente a partir dessa compreensão que pudemos formular o presente Relatório, no qual, para muitas questões, não há respostas acabadas, dada exatamente tal complexidade, não apenas técnica, mas também econômica, do processo que envolve a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica no Brasil.

Neste ponto, é importante salientar que todos os dados contidos neste trabalho são provenientes de fontes primárias e oficiais e dos depoimentos prestados à Comissão, exceto quando mencionado. As fontes a que se recorreu com mais frequência foram o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica, a Eletrobrás e o Instituto Nacional de Meteorologia, além do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, cujos dados foram utilizados ocasionalmente.

Convém, também, assinalar que, ao final dos capítulos pertinentes, foram alinhadas as RECOMENDAÇÕES da Comissão. É preciso ressaltar que, em alguns casos, as providências, iniciativas e intenções declaradas do Governo Federal, ao longo da crise de abastecimento de energia elétrica de 2001 e ao seu final, coincidem com as recomendações da Comissão ou apontam para uma convergência com elas.

Desejo dizer também de uma convicção que acabou se sedimentando em mim ao longo dos trabalhos da Comissão. Não há, no campo do setor elétrico brasileiro, espaço para a defesa de pontos de vista amparados em pressupostos estritamente ideológicos, sejam eles quais forem, devido à complexidade a que me referi. O problema é tão intrincado e tem tantas variáveis que, diante disso, as convicções puramente ideológicas se desfazem. A única idéia apriorística que me parece cabível, na tentativa de solução da crise energética, é a de que essa solução seja integralmente subordinada aos mais elevados interesses da Nação brasileira. Foi este o pensamento que norteou, de maneira exclusiva, a elaboração deste Relatório.

Brasília, 22 de maio de 2002

Senador Paulo Souto
Relator

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 141

2 A crise de abastecimento de energia elétrica

2.1 O setor elétrico brasileiro

O Brasil tem mais de 8,5 milhões de km² de área e uma população de 166 milhões de habitantes, sendo de 70 milhões a população economicamente ativa, com renda *per capita* da ordem de US\$ 4 mil anuais e produção, no conceito de Produto Nacional Bruto, em torno de US\$ 600 bilhões, valores referidos a 2000.

A indústria brasileira representa 20% da produção nacional; a agricultura, outros 20% e o setor de serviços, 60%. A maior parte da população brasileira concentra-se nas áreas urbanas, particularmente nas grandes cidades. O índice de urbanização do País é de 75%, chegando a 93% em algumas regiões, como no Estado de São Paulo.

No campo da energia (combustíveis e energia elétrica), o Brasil consome anualmente cerca de 231,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, segundo o Balanço Energético Nacional, elaborado com base em dados de 1999. Importante setor da infra-estrutura econômica, a indústria de energia no Brasil responde pelo abastecimento de 76% do consumo nacional. Os 24% restantes são importados – principalmente petróleo, gás natural, alguma energia elétrica e, em quantidade menor, carvão mineral.

Mais da metade da energia é renovável. Do consumo total em 1999, 39% originaram-se de fonte hidráulica e 18% de biomassa. Os 44% restantes vieram de fontes fósseis ou não-renováveis. Essa característica, bastante particular do Brasil, resulta do grande desenvolvimento do parque gerador de energia hidrelétrica desde a década de 50 e de políticas adotadas, como o Programa do Alcool, após a segunda crise do petróleo, ocorrida em 1979, visando à redução do consumo dessa fonte e dos custos correspondentes à sua importação.

A indústria de energia elétrica desenvolveu tecnologia no campo da construção e operação de grandes centrais hidrelétricas, bem como na operação de sistemas de transmissão a grandes distâncias e, em alguns casos, como no de Itaipu, em corrente contínua.

O sistema elétrico brasileiro apresenta como peculiaridade grandes extensões de linhas de transmissão e um parque gerador predominantemente hidrelétrico. O mercado consumidor, formado por 45 milhões de unidades, é bastante disperso pelo território nacional. As maiores concentrações estão nas

JAGBQES OQAM32

oficial do e de 1999/2000

000412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL

142

regiões mais desenvolvidas – Sul e Sudeste. Na região Norte e em parte do Centro-Oeste ainda existem muitos sistemas isolados, atendidos por pequenas unidades de geração, a maioria termelétricas a óleo diesel.

Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional nas zonas urbanas, do esforço de universalização da oferta e da modernização da economia. As classes de consumo residencial, comercial e rural foram as que obtiveram ganhos mais expressivos de participação. O segmento industrial teve participação menor no crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, aliada às medidas de racionalização de consumo postas em prática especialmente na década de 90.

Os quadros a seguir dão a dimensão do aumento do consumo de energia elétrica em nosso País, por classes de consumidores, no período de 1991 a 2001, bem como do avanço projetado até 2005. É importante lembrar que o consumo, no ano de 2001, foi atípico, em decorrência da crise energética, razão pela qual as taxas médias percentuais de crescimento projetadas foram calculadas tomando como base o ano de 2000. Também é de notar que o crescimento estimado acompanha a tendência histórica de crescimento do consumo do Brasil e reflete a busca da universalização dos serviços (do que também se trata neste Relatório) e dos investimentos privados no setor.

MERCADO POR CLASSE DE CONSUMO - BRASIL

ANO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL, SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES	RURAL	PODER PÚBLICO	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	SERVIÇO PÚBLICO	CONSUMO PRÓPRIO	CONSUMO TOTAL
1991	51.118	107.570	24.976	7.426	5.050	7.351	7.722	2.035	213.248
1992	51.846	108.871	25.935	7.321	5.488	7.770	8.009	1.955	217.195
1993	53.731	113.401	27.442	8.005	5.789	8.038	8.338	1.596	226.339
1994	55.943	116.682	28.840	8.390	6.021	8.307	8.662	1.677	234.522
1995	63.600	117.807	32.287	9.173	6.569	8.591	9.010	1.873	248.911
1996	69.352	119.008	34.816	9.732	6.988	9.056	9.081	1.484	259.517
1997	75.081	126.332	38.593	10.672	7.657	9.566	9.433	1.657	278.993
1998	79.375	124.711	41.522	11.390	8.026	10.019	9.841	1.951	286.835
1999	81.184	124.704	43.604	12.178	8.270	10.087	10.040	1.785	291.852
2000	83.598	131.285	47.536	12.411	8.799	10.250	10.468	1.891	306.237
2001	73.764	121.793	44.784	12.110	7.888	9.188	10.516	2.254	282.297
2002	80.889	131.553	48.801	13.244	8.696	9.923	11.024	3.218	307.347
2003	87.780	139.183	53.359	14.445	9.523	10.740	11.598	3.319	329.948
2004	93.086	147.653	57.363	15.357	10.111	11.192	12.141	3.356	350.258
2005	98.158	153.960	60.970	16.187	10.640	11.565	12.657	3.363	367.500

Fonte: ANEEL

atualizado em 10 de maio de 2005

000412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 143

Variações Percentuais Médias

	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL, SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES	RURAL	PODER PÚBLICO	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	SERVIÇO PÚBLICO	CONSUMO PRÓPRIO	CONSUMO TOTAL
Média ¹	3,74	1,25	6,01	5,01	4,56	2,26	3,14	1,03	2,84
Média ²	4,10	4,06	6,42	6,87	4,86	3,06	4,86	15,48	4,66

¹ Crescimento percentual anual médio verificado entre 1991 e 2001

² Crescimento percentual anual médio projetado com base em 2000

Para atender ao crescimento da demanda, além da hidreletricidade, cujo potencial remanescente é muito expressivo, novas opções de geração termelétrica, a gás natural, estão se revelando possíveis, em face da disponibilidade desse combustível no mercado brasileiro, proveniente, em grande parte, de importação de gás da Bolívia. Também é esperado um crescimento significativo das fontes locais de energias renováveis, ainda pouco exploradas.

Com uma potência instalada de 74,3 GW em dezembro de 2001, o setor elétrico brasileiro experimenta atualmente um crescimento da ordem de 4,5% ao ano, devendo ultrapassar a casa dos 100 mil MW em 2008. A posição atual da capacidade instalada é resumida no quadro a seguir:

Unidades em Operação (dezembro de 2001)

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	% do total
Eólicas	6	18,8	0,03
Biomassa	151	879,1	1,18
PCHs	309	1.002,3	1,35
Hidrelétricas(*)	123	61.018,8	82,06
Térmicas	434	9.470,8	12,74
Nucleares	2	1.966,0	2,64
Total	1.025	74.355,8	100,00

(*) inclui a parte brasileira de Itaipu Binacional.

As atividades de transporte de energia elétrica, envolvendo as redes de transmissão e distribuição, têm caráter de monopólio natural regulado, sendo garantido o livre acesso às mesmas, contra o pagamento dos encargos decorrentes.

O sistema de transmissão, com mais de 173.000 km de extensão, é administrado por 20 empresas, a maioria controlada pelo Governo Federal, não estando prevista, a curto prazo, a privatização desses ativos. O ingresso de capital privado em transmissão é exercitado por meio de concessão para os novos empreendimentos, objetos de processo de concorrência via licitação.

Comissão Especial de Inquérito

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 144

Toda a operação e supervisão do suprimento é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a quem compete também a administração do acesso e uso das instalações de transmissão de energia elétrica pelos usuários interessados.

2.2 A reestruturação do setor

Ao longo do século XX, em todo o mundo, estudava-se e organizava-se o setor elétrico de cada país em função de questões polarizadas da seguinte forma: atividade comercial livre *versus* regulada; atividade comercial *versus* estratégica; serviço público *versus* insumo comercial para empresas e famílias; atividade privada *versus* estatal. Esse debate ocorreu e ocorre continuamente, ora prevalecendo uma posição, ora outra.

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica eram privadas, incluindo aí as do Brasil. Na década de 30, alguns países optaram pela estatização dos serviços. Nos Estados Unidos – por obra do presidente Roosevelt – e no Brasil – por meio do Código de Águas – implantou-se forte regulamentação dos serviços privados, como posição intermediária. A partir de meados dos anos 50, no Brasil, por força de conflitos entre governo e empresas privadas em torno de tarifas e da necessidade de promover a industrialização, deu-se uma gradual estatização, concluída por volta de 1970, com resultados técnicos positivos e ganhos para o País.

As últimas décadas do século XX, ao contrário, foram marcadas, em todo o mundo, pela volta à privatização, pela intolerância para com a ineficiência estatal e pela confiança na sociedade em dispor de rédeas institucionais para conduzir a seu favor a dinâmica da empresa privada. Cada país, no entanto, possui sua própria especificidade no tocante a esses amplos movimentos históricos.

Entre nós, o setor elétrico passou, entre 1995 e 2000, por um grande esforço de reestruturação institucional e regulamentar, repleto de dificuldades, marcado pela introdução da livre competição nos segmentos de geração e de comercialização, com a inserção de novos agentes, e pela garantia do livre acesso na prestação dos serviços de energia elétrica.

Tal reestruturação teve de enfrentar, entre diversos tipos de obstáculos, as dificuldades decorrentes das próprias características especiais do caso brasileiro, **principalmente as diferenças regionais marcantes do Brasil; a configuração de**

JANEIRO 2001

atuação do SE - eleições 2000/2001

000412/8/200104834

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 145

[Assinatura]

sistema interligado de transmissão; a forte predominância da base hidráulica sobre a base térmica; o estágio muito incipiente de nossa indústria de gás natural, hoje insumo decisivo de geração de energia em âmbito mundial; e a forte expansão de nosso consumo de energia elétrica, sempre acima do crescimento do PIB, que foi ainda mais acentuado pela estabilização monetária. Essas características específicas do nosso sistema elétrico o tornam, portanto, único e incomparável em relação aos sistemas de outros países.

O crescimento impetuoso do consumo introduziu, em especial, um fator de risco que não foi devidamente avaliado quando se iniciou a reestruturação. Uma coisa é reformar um setor que cresce 0,5% ao ano, como ocorre em muitos países; outra, como no Brasil, é mudar de modelo em meio a um crescimento de 4% ao ano! O segundo caso exige muito mais precauções na implementação de qualquer mudança. A necessidade da reforma do setor elétrico no Brasil já era sentida, na verdade, desde o final dos anos 80 e início dos anos 90, mas as dificuldades políticas vividas pelo País até 1995 e variadas resistências à mudança retardaram qualquer ação até meados da última década.

Diversas razões levaram à mudança do modelo brasileiro de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sendo a principal delas, indiscutivelmente, o esgotamento da capacidade de investimento do Estado no setor.

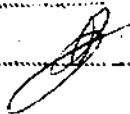
O aspecto mais marcante da crise do modelo estatizado e rigidamente regulamentado foi a grande inadimplência setorial, que se acumulou na virada da década mencionada. Muitas empresas distribuidoras de energia, de propriedade dos Estados, sobretudo as de São Paulo, recebiam energia das grandes geradoras federais, cobravam as contas dos consumidores, mas não pagavam a energia comprada. Essa prática levou a um déficit de US\$ 26 bilhões, valor entre 20% e 25% da dívida nacional da época, coberto, afinal, com recursos do Tesouro Nacional, em 1993, mediante aprovação, pelo Congresso Nacional, da Lei nº 8.631/93, que promoveu um encontro de contas entre Estados e União.

Até então, as tarifas de energia elétrica foram também utilizadas como mecanismo na tentativa de contenção da inflação. Deprimidas, essas tarifas inibiam os investimentos necessários, bem como causavam envelhecimento e perda de confiabilidade em equipamentos e instalações. Também havia inchaço nos quadros de pessoal das empresas e ineficiência operacional, que oneravam adicionalmente os custos. O corporativismo era empecilho adicional ao bom funcionamento das empresas.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 146



1483055 004432

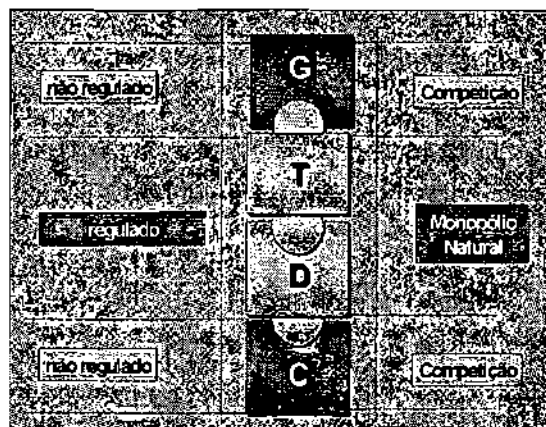
original de 11 páginas 004432

am0412j8/200104834

Como decisão de Governo, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a reestruturação teve como objetivos principais a redução do papel do Estado nas funções empresariais, a privatização das empresas existentes e a expansão da oferta de energia elétrica, com atração do capital privado, e o estabelecimento e fortalecimento institucional dos novos órgãos do sistema.

A reestruturação foi feita por meio de nova legislação, entre 1995 e 1998, que lançou as seguintes inovações:

- a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com a atribuição de regular e fiscalizar os serviços de energia;
- o conceito da desverticalização das empresas, segmentando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (ver figura);
- a instituição de um modelo comercial competitivo, com a criação do Produtor Independente de Energia, do Consumidor Livre e do Mercado Atacadista de Energia (MAE);
- a garantia do livre acesso às redes de transmissão e de distribuição, com a definição da Rede Básica de Transmissão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- a passagem do ambiente rigidamente regulado para o competitivo, com o estabelecimento dos Contratos Iniciais, como medida de transição.



No segmento de produção, no qual foi introduzido o princípio da competição, o modelo que se procurou implementar abrange três modalidades de exploração: serviço público, produção independente e autoprodução. A produção independente possibilita a entrada de novos investidores, com autonomia para realização de contratos bilaterais de compra e venda, de forma competitiva e com flexibilidade para consolidação de suas estratégias.

Os segmentos de transporte de energia elétrica, monopólios naturais, submetem-se de maneira mais expressiva à regulação. As atividades de transmissão

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais de Inquérito

om0412j8/200104834

FL. 147.

e distribuição são exercidas contra o faturamento dos serviços prestados com base em tarifas fixadas pela Aneel e estabelecidas mediante contrato de concessão. As redes de transmissão, componentes da Rede Básica de Transmissão, são administradas pelo ONS, via contratos de prestação de serviços com os detentores dos ativos dessa natureza.

A atividade de comercialização, estabelecida como forma de permitir a intermediação ou a venda direta aos consumidores e distribuidores, tem o objetivo de flexibilizar e dar efetividade ao mercado competitivo de energia elétrica. Sem os requisitos de detenção de ativos, essa atividade pode ser exercida pelos agentes de produção e por aqueles específicos autorizados pela Aneel, incrementando as opções de escolha e de negociação dos consumidores. Incluem-se aqui as possibilidades de importação e exportação de energia elétrica em relação aos países vizinhos.

Todas essas atividades submetem-se à regulação e fiscalização da Aneel, visando garantir a continuidade e qualidade dos serviços prestados. A operação dos sistemas elétricos (geração e transmissão) tem coordenação e supervisão do ONS, enquanto a parte comercial do mercado competitivo se realiza no âmbito do MAE. Outras instituições têm papel relevante no modelo do setor elétrico brasileiro, em especial na questão do planejamento e financiamento da expansão.

Ministério de Minas e Energia (MME)

Órgão do Poder Executivo, responsável pelas políticas governamentais, tem sob sua atuação assuntos ligados a:

- a) geologia, recursos minerais e energéticos;
- b) mineração e metalurgia;
- c) petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.

Compete ao MME, em harmonia com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética, elaborar políticas, programas governamentais, metas e instrumentos para a prestação dos serviços públicos de energia elétrica aos consumidores. Tem ainda sob sua responsabilidade o planejamento indicativo da expansão do sistema de geração e determinativo do sistema de transmissão. O planejamento indicativo da geração consiste num guia para que os investidores possam detectar oportunidades de negócios, seja em termelétricas e hidrelétricas, seja em outras fontes de energia.

1A83031 00AM32

Comissão Especial de Inquérito

FL
000412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 248

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi instituída como autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do Governo Federal.

A Aneel orienta suas atividades de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, tendo como principais competências:

- garantir tarifas justas;
- zelar pela qualidade do serviço prestado;
- exigir os investimentos necessários;
- arbitrar conflitos de interesses;
- fiscalizar o setor elétrico de forma ampla;
- defender os interesses do Cidadão-Consumidor;

A Aneel também exerce o papel de Poder Concedente, sendo responsável pelas outorgas de concessão, autorização e permissão para exploração dos serviços de energia elétrica.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS é uma entidade de direito privado, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia nos sistemas interligados brasileiros, a partir do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e dos centros de operação das supridoras regionais.

Integram o ONS empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, tendo o MME, como membro participante, poder de veto em questões que entrem em conflito com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. As principais atribuições do ONS são:

atuação do ONS no sistema elétrico brasileiro

0m0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 149

[Assinatura]

- planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração (determinação da ordem em que as usinas entrarão em operação de geração, segundo lógica econômica, feita pelo CNOS), com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;
- contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso;
- elaboração de propostas anuais de ampliações e reforços das instalações da Rede Básica de Transmissão;

Mercado Atacadista de Energia (MAE)

As transações de compra e venda de energia elétrica de curto prazo, não cobertas por contratos bilaterais, são realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), criado mediante Acordo de Mercado, assinado em agosto de 1998. Participam do Acordo do MAE representantes das 62 maiores empresas de geração, distribuição e comercialização do Brasil.

O Acordo de Mercado é um contrato multilateral, celebrado entre os participantes do MAE, que estabelece, entre outros pontos, as diretrizes de funcionamento, as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras e as competências da Assembléia Geral, do seu Conselho e da Administradora de Serviços do MAE - ASMAE.

A implantação do MAE está se dando em etapas, em função da necessidade de instalação e adequação do sistema de medição e de desenvolvimento de modelos computacionais que irão determinar os preços da energia elétrica comercializada. A última etapa de implantação deverá estar concluída quando os preços estiverem sendo estabelecidos a cada hora, o que configurará o mercado *spot*, em que serão comercializados excedentes de energia, fora dos contratos bilaterais de longo prazo, que serão a regra. Esses excedentes constituirão uma fração pequena do mercado total, porém influente, na sinalização de preços para os contratos bilaterais de longo prazo.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial e de Inquérito

04/12/8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial e de Inquérito

FL. 150

Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS)

O Sistema Eletrobrás atua como agente do Governo Federal, exercendo funções empresariais de cunho institucional e de coordenação e integração do setor. Participa, por intermédio de suas subsidiárias, com quase 60% da geração de energia elétrica no País e com 64% da transmissão em linhas de tensão superior a 230 kV. Atua, também, no relacionamento internacional, na gestão ambiental, em conservação de energia, por intermédio do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel), e em ações de eletrificação rural, por meio do Programa Luz no Campo.

Em parceria com os governos estaduais e o BNDES, a Eletrobrás vem participando da administração de algumas empresas concessionárias de energia de âmbito estadual, gerindo-as com objetivos empresariais, otimizando as condições de privatização das mesmas.

Marcos regulatórios

Um conjunto de leis, a partir de 1995, estabeleceu as bases legais para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, dando sustentação e estabilidade para as mudanças. Entre os principais aspectos objeto dessa legislação citam-se:

- A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Lei de Concessões de Serviços Públicos –, de caráter geral, e a Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, específica para a área de energia elétrica, forneceram um ordenamento legal mínimo e os principais contornos para a reestruturação do setor. A partir daí se estabeleceu a obrigatoriedade de licitação para as concessões de serviços públicos; a criação do Produtor Independente de Energia Elétrica; a instituição dos consumidores livres; e a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição;
- Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a atribuição de regular e fiscalizar os serviços de energia elétrica. A ela foi delegado, também, o papel de Poder Concedente, ficando a Agência responsável pelos atos de outorga relativos às concessões, autorizações e permissões para exploração dos citados serviços;

JABOQU 0004182

Unidade de Informação e Documentação

000412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 151

[Assinatura]

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, completou as bases do modelo implantado, estabelecendo a segmentação das atividades de geração, transmissão/distribuição e comercialização; a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Fixou também as regras de transição do ambiente totalmente regulado para o ambiente competitivo, estabelecendo mecanismos de proteção aos consumidores cativos.

Todo esse processo, formado por novas estruturas e agentes, por meio de um modelo competitivo, constituiu um esforço visando estimular investimentos no setor, voltados para o aumento da eficiência e a melhoria na qualidade do serviço prestado. A regulamentação específica dos aspectos destacados é feita pela Aneel, mediante ampla discussão com os agentes setoriais e com a sociedade, por meio de consultas e audiências públicas.

Produtor Independente de Energia Elétrica

Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A entrada no mercado de empresas capazes de ampliar e melhorar as condições de oferta e prestação de serviços, tendo como garantia o livre acesso aos sistemas elétricos e autonomia para realização de contratos bilaterais de compra e venda de energia, configura-se como condição primordial para assegurar o desenvolvimento sustentável do setor.

Agente Comercializador de Energia Elétrica

A comercialização tem por fundamento o estímulo à competição no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Os agentes comercializadores são empresas, das quais não se exige posse de ativos ou sistemas elétricos, que atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia, somando-se àqueles que têm o objetivo de disponibilizar energia elétrica para o consumo, aumentando a oferta e reduzindo os custos de aquisição pelo consumidor final. Também podem comercializar energia os importadores e exportadores, os produtores independentes e os concessionários de serviços públicos de geração. Duas dezenas de empresas já foram habilitadas pela Aneel para exercer essa atividade no País.

ABRIL 2004

atuação e a atuação comercial

000412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 152

[Assinatura]

Consumidor Livre

Consumidor livre é o usuário do sistema elétrico a quem é dada a opção de contratação do fornecimento de energia de qualquer empresa concessionária ou autorizada, mesmo localizada fora da área geográfica em que se encontra instalada a unidade consumidora.

Até 1995, todos os consumidores de energia elétrica do Brasil eram cativos da empresa concessionária da área geográfica em que se situavam. Naquele ano, a legislação permitiu que os consumidores com carga instalada igual ou superior a 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou maior que 69 kV, passassem a poder optar por contratar diretamente seu fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, todos os consumidores com carga superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, podem optar pela contratação do fornecimento de qualquer empresa concessionária, permissionária ou autorizada para a comercialização.

A redução de tais limites encontra-se em fase de regulamentação pela Aneel. A proposta em estudo prevê que, a partir de 2003, sejam livres todos os consumidores atendidos em tensão primária de distribuição e com demanda contratada igual ou maior que 50 kW. A partir de 1º de janeiro de 2005, todos os consumidores, em qualquer classe de tensão ou carga/demanda, passariam a exercer a opção de serem livres.

Livre Acesso aos Sistemas de Transmissão e de Distribuição

O Livre Acesso é o direito de utilização das redes elétricas que prestam serviços públicos, para transportar energia desde os pontos de produção (centrais geradoras) até os consumidores. O Livre Acesso viabiliza a implantação da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

A utilização das redes elétricas (sistemas de transmissão e de distribuição) por terceiros tem o objetivo de permitir as transações de compra e venda de energia entre produtores e consumidores, independente de sua localização física. As redes elétricas de transmissão e distribuição funcionam como meio para a entrega de energia, devendo desempenhar uma função neutra e imparcial e estar disponíveis a quem quiser utilizá-las, desde que haja capacidade e que a utilização seja remunerada, segundo o fixado pela Aneel.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 153

FL.

Os sistemas de transmissão e de distribuição são constituídos pelas linhas e subestações existentes, de propriedade das várias empresas concessionárias dos serviços públicos de energia elétrica. Deles farão também parte os novos empreendimentos que serão implantados para atender o crescimento do mercado e para conferir maior confiabilidade técnica aos sistemas.

São usuários do serviço de transporte de energia elétrica os agentes produtores (geradores, produtores independentes, autoprodutores e cogeneradores), os consumidores em geral, os consumidores livres e concessionárias de distribuição.

O serviço de transmissão é feito por meio das instalações da Rede Básica, com tensão igual ou superior a 230 kV, e dos recursos operacionais das empresas, sendo o acesso a estas administrado pelo ONS. As redes de baixa tensão (abaixo de 230 kV) geralmente prestam serviço de abrangência regional (redes de distribuição), sendo sua coordenação e operação executadas pela concessionária de distribuição local.

As condições gerais (atribuições, formas de solicitação, obrigações, direitos, índices de qualidade, formas de faturamento, tarifas etc.) para a contratação e operacionalização do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição foram estabelecidas em regulamentação específica emitida pela Aneel. As tarifas de uso são calculadas mediante rateio dos custos associados aos serviços de transporte de energia elétrica a serem pagos pelos usuários desses serviços.

As tarifas fornecem uma sinalização econômica que induz ao uso racional das redes elétricas (buscando evitar a construção de novas linhas e subestações desnecessárias) e indicam as regiões carentes de oferta de energia ou com disponibilidade para atendimento de novos consumidores.

SENADO FEDERAL

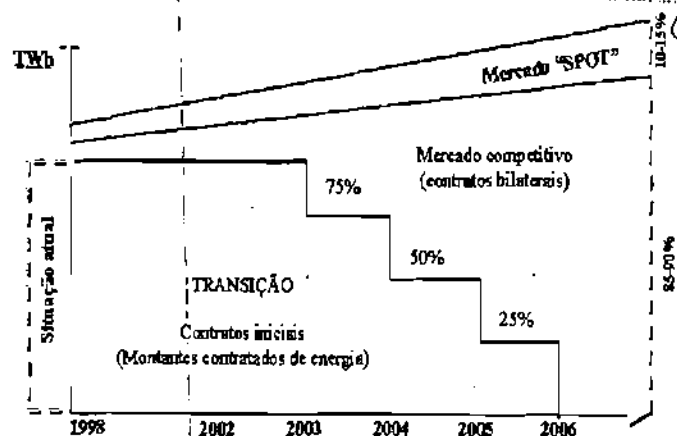
Comissões Especiais e de Inquérito

Regras de Transição do Ambiente Regulado para o Competitivo

FL. 154

a) Contratos Iniciais

A reestruturação do setor elétrico brasileiro previu um período de transição, de modo que a migração seja feita evitando-se a ocorrência de grandes impactos e possibilitando aos agentes tempo para o necessário aprendizado. Para



om0412j8/200104834

isso foram criados os Contratos Iniciais, firmados, segundo modelo contratual estabelecido pela Aneel, entre, de um lado, geradoras de energia hidrelétrica oriunda de instalações em geral já amortizadas (a chamada do ambiente regulado para o competitivo "energia velha", mais barata) e, de outro, as concessionárias distribuidoras. Eles são contratos bilaterais de longo prazo - até 2006 - e prevêem que, a partir de 2003, os volumes de energia inicialmente contratados serão gradativamente reduzidos, na proporção de 25% ao ano, e liberados para compra e venda no ambiente de livre mercado.

b) Valor Normativo

Os limites de repasse dos preços de compra de energia, livremente negociados pelas distribuidoras, para as tarifas de fornecimento dos consumidores cativos foram regulamentados pela Aneel. Estabeleceram-se fórmulas de cálculo que limitam progressivamente o repasse do preço da energia comprada para as tarifas cobradas dos consumidores finais.

O Valor Normativo (VN) definido pela Aneel é expresso em R\$/MWh, sendo associado a cada Contrato de Compra de Energia Elétrica o valor vigente à época do fechamento do negócio, bem como a respectiva fórmula de reajuste que será utilizada durante a vigência do contrato. Os contratos bilaterais de compra de energia elétrica por parte dos consumidores livres não estão sujeitos a tais limites nem à aplicação do VN.

Os Valores Normativos estabelecidos pela Aneel são diferenciados por tipo de fonte energética e se baseiam nos custos dos novos empreendimentos de geração, nos Contratos Bilaterais de Compra de Energia Elétrica e nas diretrizes da Política Energética Nacional. Essa medida foi concebida para viabilizar novos investimentos na expansão da oferta de energia (geração), com estímulo para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), fontes alternativas e co-geração. A tabela a seguir mostra os valores fixados, constantes das Resoluções Aneel nºs 22 e 256/2001-(US\$ 1,00 igual a R\$ 2,50).

Fonte	VN (R\$/MWh)	VN (US\$/MWh)
Geração competitiva (hidrelétrica)	72,35	28.94
Térmica a carvão nacional	74,86	29.94
Pequena central hidrelétrica	79,29	31.71
Térmica a biomassa e resíduos	89,86	35.94
Térmica a gás maior que 350 MW	91,06	36.42
Térmica a gás menor ou igual a 350 MW	106,40	42.56
Geração eólica	112,21	44.88
Geração solar fotovoltaica	264,12	105.64

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

2.3 A privatização

Dentro do programa de reestruturação do setor elétrico, realizou-se parcialmente um processo de privatização das empresas estatais de energia elétrica, iniciado pela venda das distribuidoras estaduais. As razões para tal procedimento foram apresentadas pelo Dr. Peter Greiner, ex-Secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia no período de março de 1994 a março de 1999, em cuja gestão se engendrou e iniciou a reestruturação do setor, no documento *O Apagão do Setor Elétrico: Causas, Verdades e Equívocos*. Segundo ele, a distribuição é menos dependente da prévia definição de um quadro regulatório completo, além de constituir a base de um mercado de demanda.

Poderia haver, ainda, segundo ele, temor dos investidores que quisessem se dedicar aos segmentos de geração e transmissão em relação a possíveis inadimplências das distribuidoras estatais, se elas ainda estivessem em mãos dos Estados, a exemplo do que já havia ocorrido antes.

Aqui há duas discordâncias dos críticos desse método. A primeira é a de que o processo deveria ter sido iniciado pela venda das geradoras, o que poderia ter resultado em expansão da geração. Entretanto, investidores desse setor, cujos investimentos são de capital intensivo e têm longo prazo de maturação (cerca de 20 anos), têm como principal exigência requisitos como confiança e estabilidade de regras e relutariam em investir em geração por falta de uma regulamentação mais completa.

A segunda crítica é que deveria ter sido exigido das distribuidoras privatizadas investimentos em geração. Essa idéia não é compatível com o modelo adotado, embora as distribuidoras possam ter geração própria até um limite de 30% das suas necessidades de suprimento. Previa-se que os investimentos em geração e transmissão viriam espontaneamente, como, de fato, vieram, porém não na velocidade suficiente, especialmente no que diz respeito ao Programa Prioritário de Termelétricas, como se verá adiante.

Além disso, embora pouco expressiva, é exigida a expansão da oferta pelas empresas que adquirirem as geradoras privatizadas, mediante cláusula inserida nos contratos de concessão. Das distribuidoras é exigido, conforme previsto nos contratos de concessão, o abastecimento da sua área de atuação. Isso significa que elas devem contratar suprimento suficiente junto às geradoras existentes, o que precisa ser exigido, mediante mecanismos adequados, pelo órgão regulador.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 156

Até o presente momento, já foram privatizadas 24 concessionárias de energia elétrica (entre distribuidoras e geradoras, federais ou estaduais). A receita total dos leilões atingiu R\$ 26 bilhões, recursos que foram utilizados no abatimento da dívida pública ou incorporados aos orçamentos federal e estaduais.

O País possui hoje 65 distribuidoras (44 privadas/privatizadas e 21 estatais), 15 geradoras e 20 transmissoras. Juntas, as distribuidoras já privatizadas atendem a 90% do mercado nacional. Em contrapartida, cerca de 80% da capacidade nacional de geração está concentrada em empresas estatais. A única geradora federal privatizada até agora foi a Gerasul, vendida em 1998. Ela já ampliou sua capacidade de geração em 120 MW, mediante a construção da UTE William Arjona, em Campo Grande - MS, conforme exigência contida no edital de licitação, que prevê o atendimento do mercado de Mato Grosso do Sul em até 150 MW.

Além disso, ela participa, por exigência do edital de privatização, com 38,9% da construção da UHE Itá (1.450 MW); com 16,9% da UHE Machadinho (1.140 MW); e da construção da UTE Jacuí (350 MW). Também foram privatizadas as geradoras CESP Tietê e CESP Paranapanema, de propriedade do Governo do Estado de São Paulo, com exigência de expansão da geração.

A CESP Tietê tem que ampliar sua capacidade de geração em, no mínimo, 375 MW (15%) em oito anos. A CESP Paranapanema tem que aumentar, no mínimo, 322 MW (15%) em oito anos. A mesma exigência foi explicitada no edital de licitação de privatização da CESP Paraná, posteriormente suspensa, e prevê expansão de 1.142 MW (16,5%) em oito anos.

Como se vê, sobretudo no caso das empresas paulistas, a exigência de expansão é pequena, de menos de 2% ao ano, o que, sem dúvida, ainda é pouco para uma expansão média anual do mercado de 4,5%.

Esse novo modelo aqui descrito em linhas gerais não foi totalmente implantado e, principalmente, esbarrou em graves dificuldades de operacionalização, que estão sendo objeto de diversas medidas corretivas pelo Governo Federal, descritas no capítulo 7 deste Relatório. Essas medidas estão sendo estudadas e propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, criado pela Câmara de Gestão.

JANUÁRIO 2000

Comissão Especial de Inquérito

00412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

FL.

157

2.4 Antecedentes da crise de energia

A demanda de energia elétrica cresceu em razão da estabilização da moeda e do crescimento econômico experimentado de 1995 para cá, em relação à década de 80 e primeira metade dos anos 90. Historicamente, o crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil é sempre superior ao crescimento do PIB. Há espaço, aliás, para um aumento enorme de demanda. Enquanto no Brasil o consumo anual *per capita* é de cerca de 2.000 kWh, nos Estados Unidos é de cerca de 13.000 kWh.

Em 1993, o consumo residencial médio era da ordem de 150 kWh/mês por domicílio. Aumentou para 172 kWh/mês em 2000. Também cresceram os números absoluto e relativo de domicílios atendidos pelos serviços de energia elétrica nesse mesmo período. De 93% dos domicílios brasileiros atendidos em 1993, passaram a contar com fornecimento de eletricidade 94,8% dos domicílios existentes em 2000. O consumo residencial, no Brasil, representa 27% do consumo total de energia elétrica.

Embora significativo, o aumento da demanda não foi, por si, fator determinante da crise, sobretudo porque perfeitamente previsível. Contribuíram, para ela, muito mais que isso, um déficit de investimentos que começou na virada dos anos 80 para os anos 90, quando o Governo, como já dito, deixou de investir no setor elétrico.

Para se ter idéia da dimensão desse déficit, é importante dizer que entre 1988 – quando foi promulgada a Constituição Federal, cujo art. 175 permite a concessão de serviços públicos – e 1995, quando foi regulamentado tal dispositivo pelas Leis nºs. 8.987 e 9.074, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada para produção independente. O Governo, sem recursos, não investia e, por falta de legislação adequada, não podia conceder o serviço à iniciativa privada. Foram sete anos de investimentos insuficientes para fazer face à demanda, que passou a crescer mais que a capacidade instalada a partir de 1984, como mostra o gráfico do Ministério de Minas e Energia a seguir.

SENADO FEDERAL

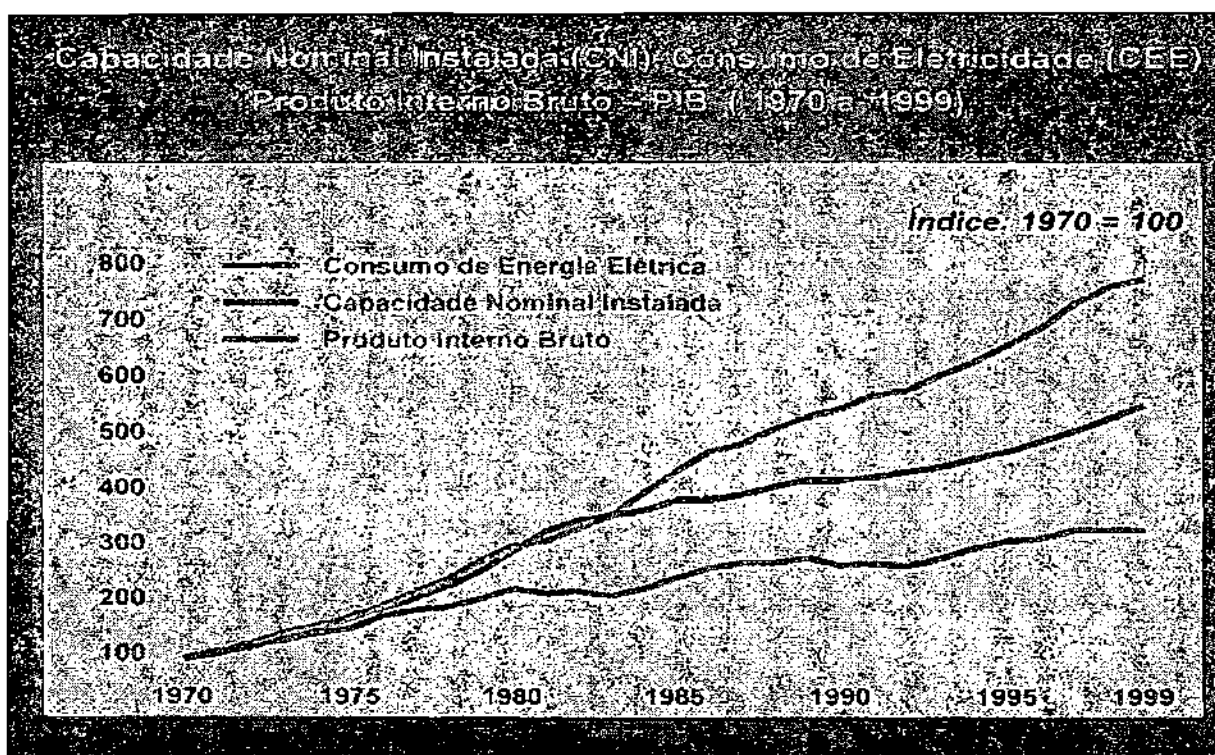
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 158

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

0412/8/200104834



Os investimentos majoritariamente públicos, que, no período de 1980 a 1989, eram sempre superiores a US\$ 10 bilhões por ano, tendo chegado a US\$ 15,1 bilhões e US\$ 15,4 bilhões em 1982 e 1987, respectivamente, caíram para uma média de US\$ 6,5 bilhões por ano entre 1990 e 1999, tendo descido a US\$ 4,3 bilhões e US\$ 4,7 bilhões em 1995 e 1996, respectivamente.

Optou-se, então, diante desse quadro, no início do Governo Fernando Henrique Cardoso, pela reforma do setor elétrico a que já se aludiu. Neste ponto, é importante que se diga da importância da reestruturação empreendida. Não há dúvida de que sem ela o quadro, hoje, poderia ser muito pior, porque não existiriam os investimentos privados que foram realizados – como se demonstrará a seguir – nem o Estado poderia ter arcado com eles, em virtude da crise fiscal.

A reestruturação, somada a outros esforços do Governo, destinados a promover a expansão da oferta de energia elétrica, realizados de 1995 para cá, produziu bons resultados, que precisam ser historiados para que não se tenha uma visão parcial ou distorcida do problema que vivemos em 2001, na forma de drástico racionamento de energia elétrica.

Os investimentos públicos começaram a ser substituídos pelos recursos privados e houve, a partir de 1995, um crescimento do volume de dinheiro aplicado no setor elétrico. Fiel à sua política de privatização, o Governo Federal investiu

apenas cerca de 30% do total gasto em geração e transmissão no período 1996-2000, segundo estimativas da Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústrias de Base (ABDIB), ficando 70% sob responsabilidade do setor privado.

É importante ressaltar que as empresas estatais de geração e transmissão, incluídas no processo de privatização, foram proibidas de realizar novos investimentos em geração e transmissão pelo art. 47 do Decreto nº 2.594, de 15 de maio de 1998, que regulamentou a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.

As providências tomadas pelo Governo e pela Aneel, que atua como poder concedente em nome da União, foram as seguintes:

a) Investimentos em geração

De 56 obras de usinas hidrelétricas, que se encontravam paralisadas, em 1995, ou não iniciadas, 23, que demandavam investimentos da ordem de US\$ 10 bilhões, foram retomadas, mediante um plano de conclusão, estabelecido em consonância com a Lei nº 8.987, de 1995. O Governo Federal exigiu, nesses casos, um aporte mínimo de 1/3 de investimentos privados. Já entraram em operação 15 dessas usinas, gerando um total de 7.713 MW. Elas foram concluídas com 2/3 de investimentos privados, em média. Outras quatro, que produzirão 1.720 MW, estão sendo concluídas e mais quatro estão em fase de negociação de parcerias para a retomada.

O reinício dos investimentos possibilitou um aumento significativo da geração. No quinquênio 1991-1995, houve um acréscimo médio de 1.179 MW por ano à capacidade instalada de geração de energia elétrica. Já no quinquênio seguinte, de 1996 a 2000, o acréscimo anual de oferta de energia aumentou para 3.100 MW por ano, fazendo com que a disponibilidade de potência passasse de 58.947 MW, em 1996, para 74.449 MW, em 2000. Desse total, 1.000 MW são provenientes de importação de energia elétrica. É importante destacar que, como a demanda cresce cerca de 4,5% ao ano, estima-se uma necessidade de crescimento da oferta da ordem de 2.500 MW a 3.000 MW por ano.

A Aneel realizou, em 2000, leilões e deu autorizações para novos empreendimentos de geração que totalizam 12.254 MW, conforme a tabela a seguir. Os investimentos necessários a esses empreendimentos, a serem realizados em grande parte com recursos privados, somam R\$ 16 bilhões.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 160

1A83023 004432

attribution to the source of the information

am0412j8/200104834

Fonte	Número de Usinas	Potência
Usinas hidrelétricas (UHE)	15	2.328 MW
Pequenas centrais hidrelétricas (PCH)	63	582 MW
Usinas termelétricas (UTE)	103	9.343 MW
Usinas eólicas	02	1 MW
TOTAL	183	12.254 MW

Isso significa que esses 12.254 MW estarão disponíveis para consumo nos próximos anos. Usinas hidrelétricas demoram de três a seis anos para entrar em operação. Pequenas centrais hidrelétricas são de implantação mais rápida, levam até dois anos. As termelétricas levam até um ano e meio para produzir.

Em 2001, a Aneel concedeu autorizações e realizou leilões de novos empreendimentos de geração num total de 11.607 MW, com investimentos da ordem de R\$ 20 bilhões.

Com isso e outras ações empreendidas pelo Governo, dentro do Programa Estratégico de Ampliação da Oferta, configurou-se o seguinte quadro de expansão da oferta no período 2001/2004, anunciado pela Câmara de Gestão da Crise ao final do período de racionamento:

Expansão da capacidade de geração

Tipo de empreendimento	2001	2002	2003	2004	Total
24 Hidrelétricas	1.397	3.050	2.421	3.122	9.990
38 Térmicas(*)	1.354	2.530	3.928	3.622	11.434
58 térmicas emergenciais	-	2.153	-	-	2.153
Importação	98	1.088	400	800	2.386
PCHs	66	134	119	-	319
Co-geração	125	83	500	-	708
Eólica	2	261	394	393	1.050
Total (MW)	3.042	9.299	7.762	7.937	28.040

(*) Considerada redução de 20% do programa previsto

As obras têm seu cronograma fiscalizado pela Aneel, gerando multas, extinção da concessão e proibição temporária de obtenção de novas autorizações ou concessões, em caso de descumprimento. Desde 1998, já foram extintas 19 concessões ou autorizações. Além disso, o próprio Ministério de Minas e Energia também tem um sistema de controle desses empreendimentos.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 161

pm0412j8/200104834

b) Investimentos em transmissão

O sistema elétrico brasileiro tem uma característica importante e muito vantajosa, que agrega segurança ao abastecimento das diversas regiões e sub-regiões do País. É um Sistema Interligado, razão pela qual tão importantes quanto os investimentos em geração são as obras relativas à transmissão de energia. Esses investimentos também foram retomados a partir de 1995.

Entre 1990 e 1994 foram construídos 3.430 quilômetros de linhas de transmissão, com investimentos estatais. A partir de 1995, já com a participação da iniciativa privada, até 2000, foram construídos 5.850 quilômetros de novas linhas.

Em 2000, a Aneel licitou cinco novas linhas de transmissão, com 3.660 quilômetros de extensão, e uma subestação, com investimentos previstos de R\$ 1,852 bilhão. Da licitação para a construção dessas linhas, que deverão entrar em operação até 2003, participaram empresas de cinco países.

Em 2001, estava prevista a licitação de um total de 19 linhas de transmissão, com 5.387 quilômetros, e três subestações, com investimentos previstos de R\$ 2,651 bilhões. Desse total, foram leiloadas as concessões para a construção de 11 linhas, que totalizam 2.995 quilômetros de extensão, com investimentos de R\$ 1,7 bilhão.

Com isso, dentro do Programa Estratégico de Ampliação da Oferta, estão previstos os seguintes aumentos de linhas de transmissão e subestações, no período 2001/2004 (ver tabelas e quadros nos Anexos, ao final deste volume):

Expansão de linhas de transmissão e subestações

Ano	2001	2002	2003	2004	Total
26 linhas de transmissão (km)	505	1.371	4.350	3.024	9.250
Subestações (8)	-	4.347 MVA	900 MVA	1.050 MVA	6.297 MVA

Neste ponto, cabe abrir parênteses. Muito se tem discutido sobre a vulnerabilidade do Sistema Interligado Nacional. Essas discussões se acirraram especialmente após o blecaute de 1999, que ficou conhecido como o do "raio de Bauru", e o de 21 de janeiro de 2002, associado ao rompimento de um cabo de uma linha de transmissão de Ilha Solteira. Ambos atingiram um grande número de estados das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste e provocaram muitos transtornos e danos materiais, segundo o noticiário da imprensa.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

Após o apagão de 1999, o então Ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, determinou estudo e providências para tentar dar mais segurança ao sistema, mediante a implantação de controladores lógicos no Sistema Interligado. Esse programa foi realizado em parte, mas, segundo especialistas, embora melhore a operação do sistema, não dá a confiabilidade sonhada, que, aliás, tem custo elevado.

Analogamente a reservas de geração – como a contratação de geração emergencial pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica, para que não falte energia em 2002 e 2003 –, ter um sistema de transmissão que não falhe pode levar a custos elevados, com ônus direto para os consumidores. Para que ele tivesse um grau de confiabilidade elevado, como se almeja, seria necessário duplicá-lo, para que, em caso de queda de uma linha, outra pudesse substituí-la. Isso seria particularmente oneroso num sistema que, como o nosso, tem mais de 173 mil quilômetros de linhas, extensão que responde em grande parte por suas vulnerabilidades.

Entretanto, diante do “apagão” ocorrido, a Câmara de Gestão da Crise estabeleceu, por meio da Resolução nº 103, de 24 de janeiro de 2002, Grupo de Trabalho destinado a examinar o problema havido no dia 21 de janeiro de 2002 e sugerir medidas corretivas para evitar a repetição do problema. Entre suas incumbências, constavam *encaminhar eventuais sugestões de medidas de ajuste do modelo institucional do setor elétrico ao Comitê de Revitalização e avaliar o grau de observabilidade e controlabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional, propondo ações para o seu aperfeiçoamento.*

c) Investimentos em distribuição

Embora tenham importância muito mais do ponto de vista da qualidade do serviço de energia elétrica do que da atual crise de abastecimento, vale assinalar que os investimentos das empresas de distribuição de energia elétrica, responsáveis pela entrega da eletricidade ao consumidor final, também aumentaram após a privatização.

As 15 primeiras distribuidoras de energia privatizadas no Brasil, que investiram juntas, enquanto estatais, em 1994, R\$ 953 milhões, despenderam, em 1999, após privatizadas, recursos da ordem de R\$ 2,756 bilhões, o que representa um incremento de 188,9%.

1A23G33 00A432

0188upol eb e m018eq3 880800003

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 163.



Matéria do jornal *Valor Econômico*, de 30 de novembro de 2001, cita fontes do Banco Central que estimam o ingresso de cerca de US\$ 3 bilhões em investimentos diretos das distribuidoras em 2002, caso seja solucionada satisfatoriamente a questão das perdas dessas empresas com o racionamento de energia elétrica em 2001.

Esses investimentos, somados a uma fiscalização efetiva da Aneel, iniciada em 1998, visando o cumprimento dos contratos de concessão, têm propiciado uma sensível melhoria da qualidade do serviço. Enquanto em 1996 o brasileiro ficava, em média, 26 horas sem energia durante um ano, em 2000 esse número caiu para 17 horas, uma redução de 34%. Também o número de interrupções no fornecimento de energia, que estava, em 1996, na casa de 21 ocorrências anuais, baixou para 15 ocorrências, em 2000, isto é, uma diminuição de 31%. Multas referentes à qualidade do serviço, aplicadas pela Aneel, já pagas pelos agentes, alcançam cerca de R\$ 23,3 milhões.

Não há dúvida, portanto, de que a participação da iniciativa privada nos investimentos em geração, transmissão e distribuição tem sido extremamente importante para a expansão da oferta e para a melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia, de 2001 até 2004 serão aplicados R\$ 43,4 bilhões em projetos de aumento da capacidade de geração e transmissão de energia elétrica. Os investimentos da iniciativa privada serão da ordem de R\$ 34 bilhões, 78,5% do total. Os desembolsos públicos vão somar R\$ 9,37 bilhões, respondendo por 21,5% do total, conforme a tabela a seguir.

(Em R\$ milhões)

Empreendimento	Privados	Públicos	Total
24 hidrelétricas	7.882,5	3.355,5	11.238,0
38 termelétricas (*)	12.395,3	4.371,7	16.767,1
58 emergenciais	2.973,9	-	2.973,9
Importação	1.316,6	-	1.316,6
34 sistemas de transmissão	3.769,7	1.167,4	4.937,1
Outras fontes (**)	5.715,0	480,0	6.195,0
Total	34.053,0	9.374,6	43.427,7

(*) O investimento público é, sobretudo, da Petrobrás, em associação com particulares.

(**) Co-geração, eólica, fotovoltaica e PCHs.

JANEIRO 2002

Ministério de Minas e Energia

FL. 164

00412/8200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 164

2.5 A crise: origem e causas

Constatados os fatos mencionados anteriormente, pode-se entender que, apesar de tudo o que foi feito, o déficit passado de investimentos era grande e os esforços para a expansão da geração e da transmissão não tiveram a força e a velocidade suficientes para atender a demanda nacional. Assim, o Ministério de Minas e Energia lançou, no início de 2000, o Programa Prioritário de Termelétricas, usinas cujo prazo de entrada em operação, como já visto, é mais curto que os das hidrelétricas. O lançamento desse Programa era um sinal evidente do reconhecimento, por parte do Governo, da necessidade de se aumentar, a curto prazo, a geração de energia elétrica, devendo ser entendido, portanto, como providência para evitar uma possível crise de abastecimento.

O Programa tinha como objetivo, segundo o Dr. Peter Greiner, ex-Secretário de Energia do MME permitir a rápida expansão da oferta de energia elétrica, por meio das térmicas, durante a reestruturação do setor, aproveitando o gás importado da Bolívia, adquirido daquele País no sistema *take or pay*, segundo o qual se paga utilizando o gás ou não. Ao assegurar o consumo de gás, as térmicas ajudariam a viabilizar o gasoduto. Adicionalmente, serviriam como um seguro contra a falta de chuvas, uma vez que 84% da potência instalada no Brasil é de usinas hidrelétricas, que acabam sendo responsáveis pela geração de cerca de 90% da energia suprida no País.

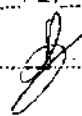
Como disse a esta Comissão Especial Mista do Congresso Nacional o então presidente da Petrobrás, Henri Reichstul, *o movimento de transformação das empresas de petróleo e gás em empresas de energia passa justamente pela tentativa de valorizar toda a cadeia do gás, chegando à energia elétrica(...). A estratégia da Petrobrás de se transformar numa empresa de energia era induzir ao consumo de gás. A indução do consumo do gás, criando um mercado de gás, passa, necessariamente, pela termelétrica, mas não que queiramos ser uma empresa de energia elétrica propriamente dita.*

Neste ponto, é fundamental abrir parênteses para assinalar que a energia de origem hidrelétrica oferece enormes vantagens ao País. É renovável e mais barata que a gerada por outras fontes. Além disso, cerca de 63% do potencial hidráulico brasileiro ainda não estão explorados. Esse potencial pode chegar a uma capacidade instalada total de 200.000 MW.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 165



No entanto, seguindo adiante no raciocínio, problemas de definição na forma de repasse dos custos da variação cambial do preço do gás, cotado em dólar, atrasaram o Programa, que só deslanchou efetivamente após o início da crise, quando o impasse foi solucionado no âmbito da Câmara de Gestão da Crise. Perdeu-se, assim, uma grande oportunidade de se ter evitado a crise.

Ela veio. O Ministro José Jorge, de Minas e Energia, explicou, em depoimento à Comissão de Serviços de Infra-Estrutura do Senado, no dia 17 de abril de 2001, ainda no início da crise, que *as medidas estruturais adotadas nos últimos três anos, e a entrada de novos agentes e novos investimentos no setor, permitiriam o pleno atendimento do mercado em 2001, mesmo que as razões do período de crise fossem inferiores a 20% da média histórica ou se o mercado crescesse não 5% mas 10%. No entanto, – prosseguiu o Ministro – as condições hidrológicas no ano, até o presente momento, têm sido extremamente desfavoráveis, com aflúências inferiores, situando-se 29% abaixo da média histórica no Sudeste/Centro-Oeste e 53% no Nordeste. Esse quadro, que tem sido amplamente divulgado pelo ONS, fez com que os níveis de armazenamento nos reservatórios, verificados em 3/4/2001, fossem de 35,1% no Sudeste/Centro-Oeste e de 37,2% no Nordeste. Com isso as aflúências necessárias em ambas as regiões para atingir os níveis mínimos de segurança ao final da estação úmida em 30 de abril de 2001, 49% no Sudeste/Centro-Oeste e 50% no Nordeste, são de 110% e 86% da média histórica, respectivamente, o que é de todo improvável que ocorra. Segundo o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) as regiões Sudeste e Centro-Oeste estão sofrendo, este ano, a maior estiagem dos últimos 30 anos. Problema similar ocorreu em 1971.*

O quadro desenhado pelo Ministro é decorrente, na verdade, de escassez de chuvas nos últimos anos e do fato de que o Sistema Elétrico Interligado, pressionado pela falta de novas usinas e linhas de transmissão, decorrente da queda nos investimentos havida no passado, sacou contra o futuro. Essa falta forçou o sistema a utilizar a água dos reservatórios acima dos limites de segurança, o que foi gradativamente reduzindo seu nível e, conseqüentemente, a margem de segurança do sistema, tornando-o dependente exclusivamente das condições hidrológicas anuais para recuperação dos níveis de armazenamento necessários, conforme os gráficos a seguir.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

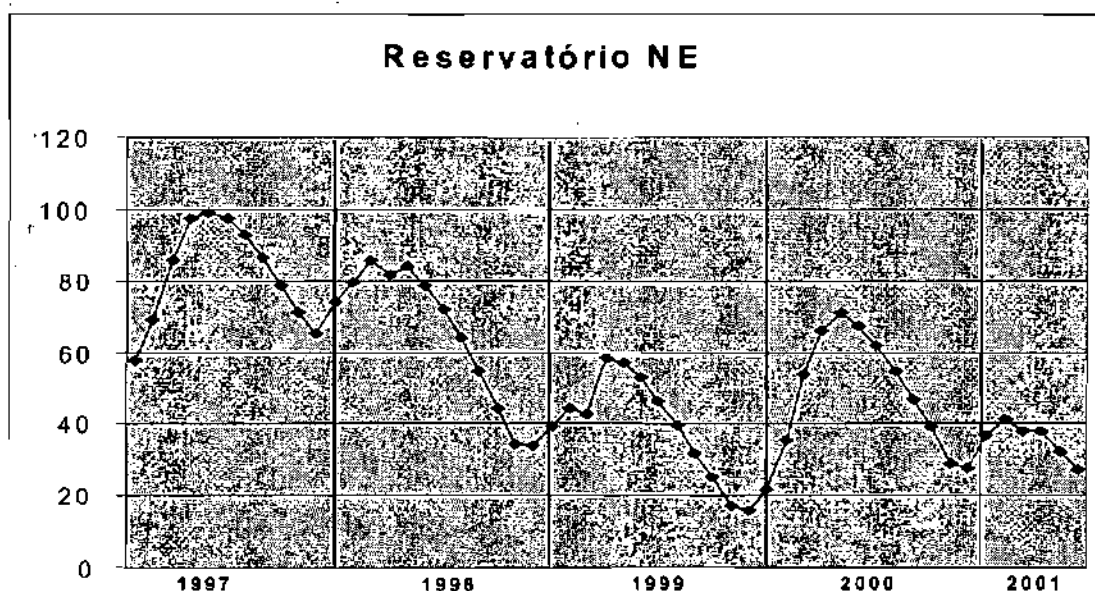
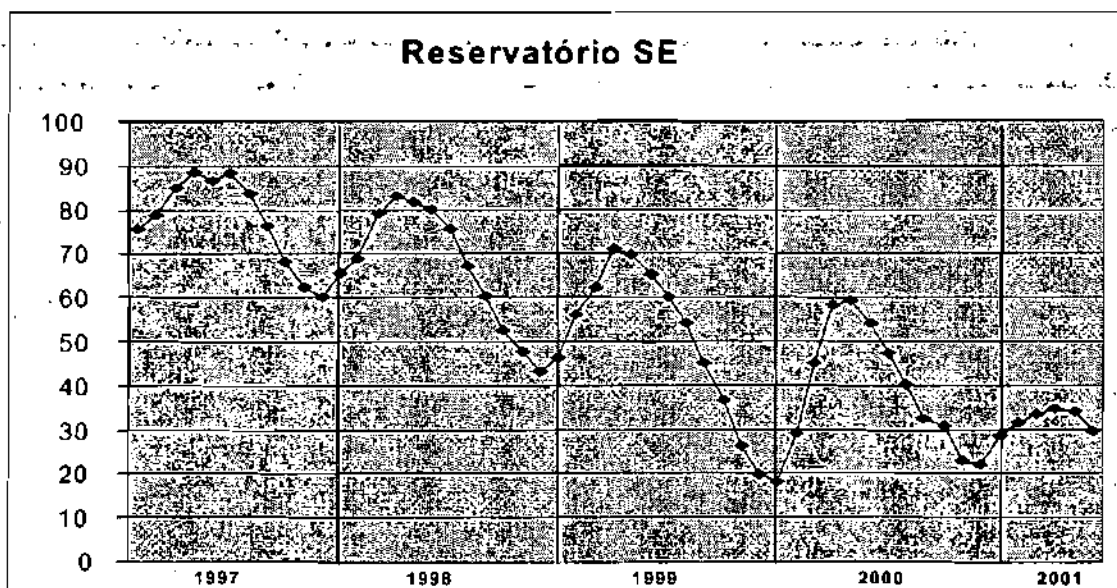
FL. 166

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

000412/8/200104834



Também a falta de algumas linhas de transmissão prioritárias, que poderiam dar mais flexibilidade à operação do sistema interligado, permitindo o transporte de energia elétrica de uma região para outra, dificultou eventuais manobras de suprimento de energia.

Assim, o aumento da demanda; a sangria continuada dos reservatórios; a falta de chuvas na temporada 2000/2001; a falta de investimentos pelo Governo Federal, praticamente o único investidor, até o final da década de 80; o fato de não ter havido concessões novas para produção independente entre 1988 e 1995, por falta de regulamentação da Constituição; a falta de ingresso, na velocidade necessária, dos investimentos privados, a partir de 1995; a insuficiência de

SENADO
Comissões Especiais e de Inquérito
167.

167.

...j7om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

Essas são o que se poderia chamar de grandes causas da crise. Houve outras, conforme apontado, por exemplo, no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, instituída pelo próprio Governo, por meio de Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial nº 99-E, de 23 de maio de 2001. O objetivo definido para a Comissão foi o de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

Entre as causas apontadas pela referida Comissão, vale recolher algumas. A falta de funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é, sem dúvida, uma dessas questões. O Conselho foi criado em lei de agosto de 1997, que só foi regulamentada por decreto de junho de 2000. Assim, como bem aponta o Relatório em questão, algumas de suas atribuições foram exercidas pelo Ministério de Minas e Energia. De todo modo, o Conselho se reuniu poucas vezes. A última vez que se reuniu antes da instalação da crise foi em 30 de outubro de 2000.

SENADO FEDERAL

O Relatório da Comissão afirma – e concordamos com isso – que se o Conselho estivesse funcionando regularmente, as chances de eclosão da crise energética teriam sido bem menores. Na verdade, ela poderia até nem ter acontecido. As falhas de comunicação, de coordenação e de decisão dificilmente teriam ocorrido, dado o caráter de fórum do Conselho, em que o assunto teria sido tratado de forma mais ampla e objetiva, com conhecimento e participação de todos os agentes necessários, dada a composição do Conselho.

Tendo em vista que o CNPE tem como função principal assessorar o Presidente da República na *formulação de políticas nacionais de energia, com abrangência dos aspectos energéticos, econômicos, ambientais e outros*, a sua correta atuação poderia ter ensejado decisões de Governo quanto a políticas e investimentos capazes de evitar a crise.

Um outro aspecto importante apontado pelo Relatório da Comissão é o fato de que não há nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão da oferta de energia elétrica, assim como por outras funções importantes. No passado, essa atribuição era do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS), coordenado pela Eletrobrás.

Na transição para o novo modelo, essa atribuição foi transferida, por meio da Portaria nº 150, de 1999, do Ministério de Minas e Energia, para o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), subordinado à Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia.

Algumas das funções do CCPE, como, por exemplo, o planejamento da expansão da rede básica, conflitam com atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico – criado, este sim, por Lei –, apenas para citar uma de suas vulnerabilidades:

Assim, o Relatório da Comissão conclui que *nenhuma instituição esteve encarregada de verificar a 'lógica' global do processo e exercer a coordenação, entre as esferas de governo, na implementação da política energética, especialmente na transição para o novo modelo e no enfrentamento de crises*. O Dr. Peter Greiner tem opinião semelhante. Para ele, a partir de 1999, o Ministério de Minas e Energia deixou de coordenar a reestruturação do setor e se concentrou basicamente no PPT e no Programa Luz no Campo. Tendo como referência os relatórios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), elaborados, em 1997, pela consultoria inglesa Coopers & Librand, contratada pelo MME, a Aneel passou a implantar partes do novo modelo. O ONS e o MAE ficaram reféns dos interesses corporativos, resultantes de uma representação ainda desequilibrada, o que acabou prejudicando suas atuações.

atuação de e atuação de atuação

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 169

Outro aspecto importante destacado pela Comissão, em seu trabalho final, é a falta de definições legais claras sobre os papéis dos agentes do setor elétrico, decorrente, em grande parte, da reestruturação incompleta do setor. Neste particular, é útil a comparação com o que ocorreu no setor de telecomunicações. Neste, fizeram-se estudos de um novo modelo competitivo e privatizado, que foi efetivamente implantado, em bloco, por meio de uma lei única, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, denominada Lei Geral de Telecomunicações.

É bem verdade que, no caso brasileiro, o setor elétrico é muito mais complexo que o de telecomunicações, mas neste não houve fragmentação nem descontinuidade, a exemplo do que se passou no setor elétrico, onde, como já se viu, a reforma foi feita aos pedaços. Aliás, tramita, já há bastante tempo, na Câmara dos Deputados, projeto de lei do Governo, que tem como relator o Deputado José Carlos Aleluia, cujo objetivo é tentar suprir parte das lacunas existentes na legislação, que impediram um melhor funcionamento do modelo. As sucessivas versões do substitutivo apresentadas têm, na opinião de Peter Greiner, contribuído para aumentar as desconfianças dos investidores.

Sem a coordenação efetiva do Ministério, a Agência Nacional de Energia Elétrica, várias vezes acusada de não implantar um ambiente regulatório adequado, como se tudo pudesse, defrontou-se freqüentemente com expectativas e demandas para que fosse além de suas atribuições institucionais, já mencionadas neste Relatório, quando o que faltavam eram leis que resolvessem impasses ou estabelecessem claramente responsabilidades no setor.

Além disso, os Contratos Iniciais entre geradoras e distribuidoras, firmados com base na energia assegurada de cada usina, davam cobertura a praticamente 100% da demanda de 1998 a 2001, ainda que o nível dos reservatórios estivesse baixando, segundo o relatório apresentado pela Comissão.

Energia assegurada é aquela que pode ser obtida a risco de déficit preestabelecido, conforme regras aprovadas pela Aneel, na definição contida no § 1º do art. 21 do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Em outras palavras, consiste no limite da energia que cada gerador pode efetivamente contratar, segundo o § 3º do mesmo artigo, sendo os seus valores, a alocação a cada usina geradora e as suas revisões propostas, em conjunto, pelo Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI) e o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) e seus sucessores, para homologação da Aneel. O parágrafo seguinte do referido Decreto estabelece que o valor da energia assegurada de cada usina será revisado a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

1499037 00A1432

Comissão Especial e de Inquérito

0m0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 170

Em decorrência disso, segundo a Comissão, não havia "espaço comercial" para a contratação de novos suprimentos por parte das distribuidoras, mesmo que a situação física de abastecimento indicasse tal necessidade. Essa, certamente, foi uma das razões que ajudaram a criar a crise. O sinal econômico, que é o que move a empresa privada e mesmo a estatal num ambiente de negócios, não esteve presente, associado, como deveria, a um custo de escassez de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. A associação dos contratos a uma energia assegurada – que não poderia ser gerada em razão da escassez nos reservatórios – colocou as distribuidoras em uma situação "confortável", que as desobrigava de se preocupar com o efetivo suprimento de energia elétrica. Além disso, não teria lógica contratar energia mais cara se elas já estavam suficientemente contratadas com seus fornecedores, a preços mais reduzidos.

Por último, mas não menos importante, existe o já mencionado atraso da entrada em operação da usina nuclear Angra II, que deveria ter ocorrido em setembro de 1999. Ela só começou a funcionar em julho de 2000, com sua significativa capacidade instalada de cerca de 1.300 MW. Esse atraso, além de gerar gasto adicional significativo de água dos reservatórios das usinas, deu partida à crise do Mercado Atacadista de Energia.

Embora não tendo assinado os Contratos Iniciais, Furnas os vinha respeitando até a caracterização do problema do atraso de Angra II. A partir daquele momento, a estatal, sem energia suficiente para atender o fornecimento dos montantes de energia previstos nos contratos, em decorrência da falta da entrada de Angra II, não aceitou comprá-la no mercado *spot* ao preço do dia, como deveria, por força das regras pactuadas no Acordo de Mercado. A recusa não só abriu uma crise do MAE, mas, também, gerou desconfiança nos investidores, tendo em vista que Furnas é empresa de propriedade da União. Os resultados disso são conhecidos e produzem efeitos até hoje.

Além das causas apontadas no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, é bem provável que muitas outras venham a se somar às já levantadas. Está em curso inquérito promovido pelo Ministério Público Federal para apurar as causas da atual crise de abastecimento. Haverá, ainda, outras versões das causas da crise. Todas elas terão sua importância, mas, do ponto de vista desta Comissão Especial Mista, interessam apenas as causas estruturais mais gerais, que sirvam para indicar os caminhos para a solução dos grandes problemas que emperram a conclusão da reestruturação iniciada – ou a adoção urgente de outro modelo viável, solução que parece mais difícil – e impedem o abastecimento de energia elétrica para o País na quantidade suficiente para garantir o seu pleno desenvolvimento.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 171

Ademais, parece que já não há o que discutir quanto à imprevidência do Governo Federal, que não conseguiu antecipar soluções que permitissem evitar a crise ou, pelo menos, torná-la menos dramática. Acima de tudo e até por ser a coisa mais simples a fazer, deveria ter sido pelo menos adotado anteriormente um racionamento moderado e mais suportável pela população.

2.6 Recomendações

1. É fundamental o fortalecimento do Ministério de Minas e Energia, mediante reestruturação adequada, para que ele possa liderar o setor, exercendo plenamente o papel que cabe ao Governo nessa gestão, desde o planejamento;
2. A política nacional de abastecimento de energia elétrica começa no planejamento. Assim, é imperioso o funcionamento regular do Conselho Nacional de Política Energética como órgão formulador da política nacional de energia elétrica, que deve ser submetida ao exame do Congresso Nacional. Também precisa ser definida por lei a responsabilidade pelo planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, bem como os mecanismos que o viabilizem, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com o concurso da Eletrobrás, detentora de pessoal capacitado e meios materiais para isso. Além do planejamento, a Eletrobrás poderá cumprir importantes funções de auxílio ao Ministério na coordenação do setor;
3. Deve ser criada a prática de uma prestação de contas anual ao Congresso Nacional, por meio de suas Comissões Técnicas específicas, sobre a expansão da oferta de energia elétrica e a situação dos reservatórios das usinas. Essa prática deverá servir para impedir a utilização das águas dos reservatórios além da margem de segurança de que necessita o sistema;
4. A criação de condições adequadas para o licenciamento ambiental das obras destinadas ao abastecimento nacional de energia elétrica é outra providência importante. O licenciamento, sem descuidar da proteção do meio-ambiente, deverá poder ser concedido com maior celeridade, o que inclui definição de critérios mais objetivos a serem cumpridos para a sua concessão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 172

[Assinatura]

JANEIRO 1964

Arquivo do Senado Federal

04/12/200104834

3 Avanços e tropeços da reestruturação do setor elétrico brasileiro

3.1 Os primeiros passos

A chamada reestruturação do setor elétrico brasileiro começou, como já mencionado, em 1995, no primeiro Governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. Em 1993, o Presidente da Eletrobrás, Eliseu Rezende, havia promovido um saneamento parcial das finanças do setor, com a desqualificação e atualização parcial das tarifas e a transferência da maior parte da dívida das concessionárias para o Tesouro Nacional. US\$ 26 bilhões foram debitados ao contribuinte, o que representava cerca de 20% a 25% do endividamento do País à época.

O modelo segundo o qual se financiara o setor elétrico até então – 1/3 de capital estatal, 1/3 de empréstimos e 1/3 de tarifas – estava falido. O Governo já não tinha recursos, o sistema tarifário tinha naufragado em meio às tentativas de contenção da inflação e à inadimplência setorial e as taxas de juros e carências favoráveis já não mais existiam. Não havia outra saída a não ser atrair investimentos privados para o setor.

A reestruturação foi iniciada pela privatização das empresas do setor, *sem que se dispusesse de uma clara regulamentação do mercado, indispensável, notadamente, para os investimentos em geração e transmissão*, como rememora o Dr. Peter Greiner, Secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia no período de março de 1994 a março de 1999, no documento *O apagão do setor elétrico: causas, verdades e equívocos*, tornado público na primeira quinzena de novembro, no qual faz ampla análise do setor e das causas da crise atual.

Serviram como bases legais para a reestruturação as já mencionadas Leis nº 8.987, de fevereiro de 1995, a chamada Lei de Concessões dos Serviços Públicos, que regulamentou o art. 175 da Constituição Federal, e a nº 9.074, de junho de 1995, específica para a área de energia elétrica, que criou as condições iniciais para a privatização e para a prorrogação das concessões vigentes.

A premência da solução do problema, já adiada por tanto tempo, não permitiu que se adotasse a seqüência lógica de ter primeiro um plano para depois executá-lo. A expansão da oferta era inferior à demanda já desde 1990 (vide gráfico da p. 20). Além disso, como relata o Dr. Greiner, *as contingências e prazos do processo político, impunham, que etapas fossem queimadas e, principalmente, que se criasse uma pressão*

atuepnt 20 0 21 10 1995 11 11 11

am0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 173

reformista por meio do início das privatizações. Seguiu-se, apenas, a diretriz de privatizar o setor elétrico e abrir o setor de petróleo aos investimentos privados.

O Ministério de Minas e Energia montou, então, segundo o ex-Secretário de Energia, a estratégia que permitiu evitar o caos:

- a) adiantou, por meio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, os termos contratuais e as regras iniciais para as privatizações;
- b) criou a Agência Nacional de Energia Elétrica;
- c) empreendeu a elaboração de proposta de um modelo de mercado, por meio do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB);
- d) retomou a expansão da oferta, como dito no capítulo 2, mediante a reativação de obras paralisadas, com participação do capital privado; e
- e) iniciou a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, para viabilizar projetos de geração térmica, que serviriam para suprir o País durante a transição do setor.

A privatização não se resumia à venda dos ativos existentes. Ela também estava atrelada à necessidade de atrair o capital privado nacional e estrangeiro para o setor, de maneira a suprir a demanda que começou a se acelerar com a adoção do Plano Real. Isso significava criar um ambiente propício para que esses investimentos se concretizassem, o que foi feito mediante o estabelecimento de algumas diretrizes:

- a) criação de um ambiente competitivo nos segmentos de geração e comercialização;
- b) liberação das redes elétricas novas e as já existentes ao uso de todos, para permitir a realização de negócios independentemente da localização da carga (demanda) e da geração envolvida; e
- c) coordenação da geração de forma centralizada para assegurar a otimização dos recursos hidrelétricos.

Além da privatização e dessas diretrizes, havia dois outros pressupostos para a instauração da competição: a atribuição ao Estado das funções de regulador e fiscalizador e a desverticalização das atividades, fundamental à separação das de natureza competitiva (geração e comercialização) daquelas que têm caráter de serviço público regulado (transmissão e distribuição), que são caracteristicamente monopólios naturais.

19
om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 174.

Depois da Lei nº 9.074, que instituiu as figuras do autoprodutor, do produtor independente e do consumidor livre e garantiu o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, veio a criação da Aneel, pela Lei nº 9.427, de 1996, e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia (MAE), com o respectivo estabelecimento de diretrizes para o funcionamento do mercado. Contudo, a desverticalização, embora considerada importantíssima para a privatização, nunca foi transformada em lei. Até hoje se tenta a sua inclusão na legislação por meio do Projeto de Lei nº 2.905, em tramitação na Câmara dos Deputados, única iniciativa publicamente em curso em torno da complementação da reestruturação do setor.

Este é, portanto, um aspecto importante a enfatizar: a proposta de reestruturação do setor elétrico, diferentemente do que ocorreu no setor de telecomunicações, não foi transformada em lei de uma só vez. Os ministros da área econômica e política não se manifestaram sobre a proposta resultante do Projeto RESEB. Assim, não transformada completamente em lei, ela foi tomada pelo Ministério de Minas e Energia como referência para a reestruturação, estabelecido que seria ajustada todas as vezes em que houvesse necessidade.

3.2 As razões da reestruturação do setor elétrico brasileiro

Outro aspecto importante a destacar, neste ponto, são as razões para a decisão de introduzir a competição no setor elétrico e da sua privatização, além da já citada necessidade de atração de investimentos. Segundo o estudo *Reforma Brasileira*, de autoria de Adilson de Oliveira e Luciano Losekann, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, *a crítica às ineficiências regulatórias, que se tornou particularmente aguda após a crise do petróleo, induziu profunda revisão na percepção da organização industrial mais adequada para o suprimento de serviços elétricos. Pouco a pouco, vai se generalizando a percepção de que a introdução de pressões competitivas pode reduzir, senão eliminar, a necessidade de regulação e criar estímulos à eficiência econômica, induzindo a redução de custos e a melhoria da eficiência alocativa. Esta percepção vem orientando reformas no setor elétrico em diversas partes do mundo (...)* (Hunt e Shuttleworth, 1996).

O Dr. Peter Greiner aprofunda ainda mais este raciocínio, mostrando que a introdução da competição no setor elétrico e a sua privatização não configuram modismo ou opção ideológica, mas decorrem de inovações tecnológicas e de esgotamento do modelo monopolista vigente.

IASBDEB OCAMER

atibupai ee e dlozqef júbvafnoC

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Indagação

FL. 175



Segundo ele, a partir dos anos 70, o mundo industrializado se defrontou com grave tendência altista das tarifas reguladas das concessionárias elétricas, que operavam na forma de monopólios regionais verticalizados. Concorreram para a tendência altista: o atingimento do limite técnico da obtenção da economia de escala por meio de incremento no porte das unidades geradoras; a necessidade do repasse dos elevados custos das usinas do programa nuclear; e o encarecimento dos combustíveis fósseis. Isso coincidiu com o surgimento de alternativas econômicas de geração própria e distribuída pelo desenvolvimento das turbinas a gás e do ciclo combinado, pela emergente oferta de gás natural e pela co-geração.

Já o crescente adensamento do mercado, acompanhado da interligação das redes e a construção e o barateamento de extensas linhas de transmissão, estimularam os intercâmbios de energia e a negociação dos excedentes, abrindo espaço para a concepção do 'acesso livre' às redes elétricas (open access) e a segmentação (unbundling) das atividades, antes verticalizadas, em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Como decorrência natural, isso possibilitou e estimulou a organização de um mercado competitivo, cuja adoção vem se universalizando. O avanço e o barateamento das tecnologias de comunicação e de medição acarretarão, por sua vez, uma ampla dinamização do setor com a oferta de novos serviços e possibilidades de discriminar modalidades de fornecimento e seu faturamento a diferentes agentes comercializadores, continua Greiner.

Por último, o Dr. Greiner destaca que a conservação energética e fontes alternativas, tais como co-geração, eólica, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas e geração distribuída (incluindo as células combustíveis) representam um potencial de médio prazo seguramente próximo a 20% da capacidade atualmente instalada. Em geral, tais projetos se caracterizam por seu reduzido porte, localização dispersa e instalação nas propriedades dos consumidores a custos próximos dos limites superiores do suprimento através de grandes unidades. Por isso, sua viabilização depende de sinais de preço claros e realistas, o que tende a se concretizar pela universalização da medição em tempo real, mas exige, sobretudo, a existência de um mercado competitivo (portanto predominantemente privado), tanto para garantir sinais de preço realistas, como para absorver os excedentes de energia dessas instalações.

3.3 As inconveniências da reestruturação incompleta

Entretanto, independentemente das razões favoráveis à reestruturação do setor elétrico, o fato é que sua implementação ficou a meio caminho, o que Peter Greiner classifica como o pior dos mundos. Esse problema é reconhecido por outros especialistas, como o ex-Ministro da Indústria e do Comércio e ex-Presidente de Furnas, João Camilo Penna, em entrevista ao jornal *Valor Econômico* do dia 23 de agosto de 2001. Para Camilo Penna, o velho não morreu e o novo ainda não

PAZINHA OUAVER

atuação no sistema de distribuição

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 176

Em artigo publicado n'O Estado de São Paulo, de 11 de novembro de 2001, dois ex-Ministros de Minas e Energia, Antonio Dias Leite e Mauro Thibau, e dois ex-Presidentes da Eletrobrás, Mário Bhering e José Luiz Alqueres, analisando a situação atual do setor, diagnosticam que *o País ainda não identificou o caminho que possa assegurar o sucesso na implementação do novo modelo (...) não foram na realidade enfrentadas as dificuldades essenciais da transição para o novo modelo institucional.*

A privatização dos ativos existentes parou. Segundo Peter Greiner, 35% da distribuição, 80% da geração e 100% da transmissão ainda permanecem nas mãos do Estado, o que o leva a refutar as acusações de que a inadequação do modelo e a privatização do setor elétrico teriam sido as causas da crise.

Para Greiner essas são alegações falsas, já que o setor permanece predominantemente estatal e que o modelo não foi realmente implantado, configurando um ambiente de incertezas para os investimentos. Também não surgiu, nestes dois anos e meio de confusões, nenhuma proposta alternativa séria, desafia ele.

Os impasses no processo de reestruturação do setor trouxeram conseqüências que o ex-Secretário de Energia aponta como questões emblemáticas de um quadro de incertezas. São elas a própria paralisação das privatizações, com total predomínio das estatais na geração e na transmissão; avanços e recuos na definição das regras de mercado; atraso no estabelecimento dos contratos livres de energia e na operacionalização do MAE; restrições adicionais para a contratação, decorrentes do racionamento; dificuldades da Aneel em conciliar as condições dos contratos de concessão das distribuidoras com a abertura do mercado em situação de demanda reprimida; limitações da política de estabilização econômica e indefinições quanto ao prazo e condições da liberação dos consumidores cativos.

Assim, para ele, o domínio das estatais nos segmentos de geração e transmissão cria, para o investidor privado, um elevado risco regulatório. Isso, associado à paralisação das privatizações e ao forte apelo para a retomada de investimentos estatais, ainda que de forma emergencial, gera dúvidas nos investidores – e, por conseqüência, atrasa e encarece os investimentos – quanto à real implementação de um mercado aberto e competitivo.

Na opinião do professor Adilson de Oliveira da Universidade Federal do Rio de Janeiro, entre as conseqüências da paralisação da implantação do modelo e, sobretudo, da privatização, aliada à pressão governamental sobre as tarifas, com o intuito de contenção da inflação, destaca-se o que ele chama de *um clima antiinvestimento.*

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

FL. 177

Foram criados, segundo o professor, dois elementos antimercado: o Valor Normativo, que funciona como uma espécie de teto para o preço da energia elétrica nos contratos entre geradores e distribuidores, e um mecanismo de formação de preços no mercado atacadista, operado por modelos matemáticos, que não tem funcionado a contento.

Essas são, portanto, algumas das consequências da interrupção do processo. Abre-se, com isso, claramente a discussão sobre a necessidade ou não da continuação da implementação da reestruturação do setor e da privatização dos ativos existentes, notadamente os de geração.

3.4 A polêmica sobre a privatização

A maioria das vozes ouvidas na Comissão Especial Mista sobre a crise de energia elétrica não se manifestou contra a continuação da reestruturação do setor ou mesmo contra a participação privada na indústria da energia elétrica nacional, até porque se tornou evidente a impossibilidade do financiamento da expansão da oferta de energia elétrica por outros meios. A grande polêmica fica mesmo por conta da privatização dos ativos existentes. Alguns depoentes foram contrários, por um forte viés ideológico, relacionado à necessidade de manter sob controle do Estado o que consideram um patrimônio nacional. Outros, mais pragmáticos, consideraram que privatizar significaria o Brasil abrir mão de energia barata, um importante fator competitivo para a economia nacional, energia advinda de um patrimônio já pago pela população. Essa escolha, privatizar ou não ativos existentes, se torna tanto mais crucial porque a maior parte das decisões importantes sobre o destino do setor elétrico brasileiro está atrelada a ela.

Parece impossível, até por bom senso, retroceder do ponto em que se encontra a reestruturação. Claramente, não há para onde voltar, sobretudo quando se focaliza a questão dos futuros investimentos. A velha estrutura do setor elétrico brasileiro, preexistente à reforma, não existe mais e nem poderia ser ressuscitada, bastando para isso lembrar que não existem mais as fontes de financiamento que havia antes, como já dito.

Há opiniões, como a do ex-Ministro Mailson da Nóbrega, exposta no jornal *O Estado de São Paulo* de 3 de junho de 2001, para as quais *não há saída fora da privatização*. O ex-Ministro mostra que o Governo conta com apenas 5% do Orçamento para gastos previdenciários, apoio à agricultura e exportações e investimentos em infra-estrutura; que a pretendida exclusão das estatais das contas

elaboração do e a situação de

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 178

públicas em nada aliviará o aperto e a rigidez orçamentárias, continuando impossível para o Tesouro financiar a expansão do setor e que os resultados fiscais piorariam, já que pela primeira vez as estatais contribuem para o superávit primário. Ele conclui dizendo que, sem ser uma solução viável, uma decisão como essas (a exclusão das estatais do câmputo da dívida pública, a ser negociada com o FMI) seria entendida como uma manobra para viabilizar o retorno do Estado ao papel de principal investidor do setor, o que assustaria os investidores, inibindo os investimentos privados, com as conseqüências naturalmente decorrentes disso.

Por outro lado, como já se disse, é evidente a necessidade da participação da iniciativa privada no setor elétrico porque ela traz os recursos necessários e porque a inovação tecnológica assim o determina, com vantagens, no mundo inteiro.

No trabalho do Dr. Peter Greiner, já mencionado neste Relatório, o autor rebate as principais críticas que são costumeiramente feitas à privatização, como dilapidação do patrimônio e da riqueza da Nação, aumento exagerado das tarifas, lucros sobre ativos depreciados, em particular a energia velha e barata das hidrelétricas, considerada patrimônio social.

Segundo o especialista, o valor do ativo reside na utilidade econômica e social por ele produzida; independentemente do valor de aquisição ou de construção. A titularidade da propriedade é menos importante que a eficiência com que o serviço é oferecido à população; não enriquece nem empobrece a Nação, desde que continue produzindo para ela. Os lucros do capital privado nacional serão reaplicados no setor se ele for atrativo. A remessa de lucros é a inevitável contrapartida de quem depende da poupança externa para se financiar, mas pode ser minimizada pela criação de condições para reaplicação interna. O que interessa, segundo ele, é que *a remessa de lucros privados seja menor que os explosivos custos dos juros do crescente endividamento público.*

Para o consumidor também não importa a propriedade do parque gerador, nem mesmo do ponto de vista da soberania, até porque, depois de adquiri-lo, só resta ao investidor usar as usinas para reaver seus investimentos e remunerá-los. Ele não pode dar a elas outra destinação.

Os preços dos leilões são os que o mercado concretamente estipular. Não se pode pretender obter valor patrimonial, contábil ou de reposição de ativos por uma empresa. Além disso, ao adquiri-la, o investidor leva junto a dívida existente, que faz parte do preço pago.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 179



SENADO FEDERAL

Ofício nº 54 de 2001

0412j8/200104834

Quanto ao preço da energia elétrica, no momento em que o País optou por abandonar o regime de "serviço pelo custo", em favor do mercado competitivo, os preços passam a tender para o custo marginal, como se verá no capítulo a seguir, em que se discute a questão do preço da energia elétrica no País. Se implementado com sucesso, o mercado competitivo produzirá preços realistas, tão mais reduzidos quanto maiores forem a competição e os excedentes de oferta, únicos elementos, aliás, capazes de derrubar preços. As hidrelétricas novas terão, no futuro, após a sua amortização, a função de conter ou mesmo reduzir o preço da energia elétrica no País, o que ainda aponta este regime de geração como vantagem comparativa nacional.

Preços realistas, aliás, são, segundo Greiner, um incentivo para os investimentos na expansão da oferta, mas, no caso da privatização, são vistos como um esbulho ao consumidor, que já pagou a amortização das usinas velhas nas tarifas cobradas durante décadas. Essa sensação é agravada pela necessidade de correção das tarifas de suprimento (geração mais transmissão), mantidas artificialmente baixas desde 1993, o que também foi registrado na Comissão pelo Dr. Mozart Siqueira Campos de Araújo, presidente da Centrais Elétricas do São Francisco (CHESF).

É que, no momento do ajuste das tarifas, após o encontro de contas promovido por Eliseu Rezende, criou-se uma distorção séria em relação a essas tarifas, fato apontado pelo Dr. Peter Greiner em seu já mencionado estudo. Dadas certas circunstâncias peculiares da época, houve uma elevação da participação relativa das margens da distribuição em detrimento das tarifas de suprimento, cuja participação sobre a tarifa final média ao consumidor caiu de mais de 70% para 35% a 40%. Isso também explica, em parte, a questão do preço da energia velha, barato hoje e entendido como uma vantagem comparativa em decorrência dessa distorção do passado.

Há que considerar, por outro lado, o descolamento do longo período de vida útil das hidrelétricas (mais de 50 anos) da sua valoração pelos investidores, baseada em fluxos de caixa cujo horizonte de sensibilidade é limitado a 12 a 15 anos (variando de 7 a 10 nos financiamentos bancários). É fundamental resolver esse problema para evitar "rendas puras" (*windfall profits*) injustificadas para os detentores desses ativos, à custa dos consumidores.

O Dr. Greiner propõe, como solução para esse problema, prazos de concessão compatíveis com os fluxos de caixa, portanto menores que os atuais, e a (re)licitação onerosa dos ativos, a cada término de contrato, o que permitiria ressarcimento aos consumidores como contribuintes, por meio do Estado. Afirma ainda que, dada a inevitabilidade da privatização, o mais importante para a

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

0m0412j8/200104834

Fl. 180

usinas térmicas, cujo custo de produção é mais elevado, produzirá brutal aumento do preço da energia elétrica, reduzindo a vantagem comparativa do País, propiciada pela energia elétrica produzida pelas hidrelétricas já amortizadas, a energia velha. De qualquer sorte, resta o problema de que, mesmo mantidas as estatais, dificilmente se escapará de um aumento nos preços de energia elétrica, tanto para garantir investimentos como para se adaptar às condições de um novo mercado caracterizado por preços crescentes.

Soma-se a isso a idéia de manter público o uso da água, o que será visto no capítulo sobre o preço da energia elétrica no Brasil, no qual se trata, também, da questão da energia velha.

Com variações, todos convergem na idéia da necessidade da presença do Estado no setor, em maior ou menor grau, sobretudo pelo entendimento de que o mercado não resolve, por si, as necessidades de expansão da oferta de energia elétrica ou de que as estatais servem para equilibrar os preços no mercado, além de contribuir na expansão da oferta, como sugere o professor Ildo Sauer.

Um outro papel para o Governo surge nos depoimentos do professor Adilson de Oliveira, para quem a margem de reserva do sistema tem que ser do Estado, para ser colocada no mercado nos momentos necessários, e do professor Pinguelli Rosa, em cuja opinião a energia velha pode funcionar como estoque regulador. Adilson destaca, ainda, a idéia de que a transmissão e a operação do sistema e a construção de grandes hidrelétricas têm que ser de responsabilidade do Estado.

Embora seja a favor da privatização, o Dr. Peter Greiner também entende que o investimento em hidrelétricas, sobretudo nas grandes, é, tradicionalmente, um investimento do Estado, cujas vantagens para o País não são habitualmente vislumbradas pelo investidor privado. Em sua opinião, como se verá adiante, a Eletrobrás teria papel destacado nessa atividade, em parceria com investidores privados.

O professor Sauer acrescenta a idéia de que, dada a natureza indiferenciada do produto energia elétrica, produzido por uma indústria de altos custos fixos, baixos custos operacionais, sujeitos à efetiva ação do dono, raramente se constituirá um ambiente competitivo. Em tais condições, é comum que os investidores se organizem para tentar controlar preços ou restringir a oferta, o que em parte explica o que aconteceu na Califórnia, recentemente.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 182

1A83034 0041432

atemporal e a circulação energética

0010412/8/200104834

Ele também questiona a liberdade de escolha do consumidor como elemento de geração de competição no mercado, (...) *porque para os pequenos consumidores, que são mais de 90%, isso jamais vai representar uma opção real de reduzir custos, de melhorar a qualidade, até porque não haverá intermediários interessados em manipular esse mercado(...).*

Do ponto de vista dos Presidentes das estatais que falaram à Comissão, a questão é um pouco diferente. Eles convergem na idéia da necessidade de se transformar as empresas que dirigem. O Dr. Luiz Carlos Santos foi contra a cisão de Furnas para privatização, porque, na sua opinião, ela contraria a tendência mundial das fusões, em que as empresas se fundem e se agigantam para competir. Furnas, para ele, poderia ser a Petrobrás do setor elétrico.

Por isso, pediu à Fundação Getúlio Vargas que fizesse um estudo sobre o assunto, do qual nasceu a idéia de privatização com pulverização das ações e a manutenção de uma *golden share* em poder do Estado. Ele defende a transformação da empresa numa corporação de capital democratizado, em que o Governo teria presença estratégica, por meio da *golden share*, em convivência com o investimento privado no mercado e até buscando parcerias com ele, na condição de *player* nacional.

Posição semelhante tem o Presidente da Eletronorte, Dr. Muniz Lopes. Ele sugere transformar a Eletronorte e Furnas no que chama de corporação privada pública, com nova composição acionária, porque considera muito difícil trabalhar como estatal, situação em que as empresas ficam sujeitas a amarras de toda sorte. Para a Chesf, dada a situação peculiar do Nordeste, ele imagina solução diferente, embora não a tenha declinado à Comissão.

A ruptura dessas amarras permitiria, segundo Muniz Lopes, a geração de recursos inclusive para levar água para o Nordeste em forma de energia elétrica, por linhas de transmissão de energia elétrica, o que liberaria a água da bacia do São Francisco para outras destinações, assunto que será abordado em capítulo específico adiante.

Como se vê, há várias possibilidades de solução do problema. Entretanto, reitera-se aqui a idéia de que privatizar ou não os ativos existentes, sobretudo os de geração, é uma decisão crucial e urgente nesse processo, como já dito, sobre a qual se apóiam todas as outras, inclusive as de correção de rumos da reestruturação feita até o momento. Antes que se decida sobre quaisquer correções ou aperfeiçoamentos do modelo, é preciso decidir de que forma se dará a participação do Estado no setor, cuja necessidade, a esta altura, parece indiscutível.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 183

Atrelada à decisão quanto à privatização ou não dos ativos existentes, existe a questão do destino a ser dado à energia velha em caso de não-privatização desses ativos. Se a decisão tomada for pela não-privatização, é fundamental deixar claro para o mercado qual será o tratamento de preço a ser dado a essa energia. Um atraso nessa definição significa inibição dos investimentos privados, já que os investidores não conhecerão um dos elementos fundamentais na formação do preço da energia elétrica, como se verá no próximo capítulo.

Ademais, há uma questão legal envolvendo a energia velha: sendo originária de concessões de serviço público, seu preço é controlado pelo Estado, por meio da fixação de tarifas. Como as geradoras não foram privatizadas, o que as tornaria produtores independentes, livres, portanto, para praticar preços no mercado, elas não poderão fazer isso, conforme determina a Lei nº 9.648, quando da liberação dessa energia para o mercado, a partir de 2003. Mas há argumentação jurídica em contrário e o problema segue em aberto. De forma semelhante, é preciso definir o tratamento a ser dado à energia de origem nuclear em relação ao mercado, o que ainda não foi feito.

A urgência na decisão sobre a forma de participação do Estado no setor e na definição sobre o tratamento a ser dado à energia velha fica por conta da necessidade de atração de investimentos privados, também indiscutível, especialmente se for levado em conta o tempo de concretização dos empreendimentos. A perspectiva de adquirir bons ativos já existentes, a indefinição sobre com quem se vai competir, o que será feito com a energia velha, entre outras incertezas regulatórias, inibem os novos investimentos privados, tão necessários à expansão da oferta de energia elétrica ao País.

3.5 Algumas questões polêmicas na reestruturação

Quanto à questão específica da reestruturação do setor elétrico, é fundamental registrar que há críticas ao que aconteceu no âmbito do novo quadro que se estabeleceu no setor, feitas até mesmo pelos que defendem a privatização e a continuidade da implantação do modelo contido na proposta do RESEB. Parece importante examiná-las, para que se possa pensar na correção de rumos, embora as escolhas sobre a correção derivem, essencialmente, da decisão sobre a privatização dos ativos existentes.

2483037 OGAM32

otitupat eã e nisteqeã anoclogu

om0472/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL

184



De início, é necessário dizer que existem, inegavelmente, inúmeros benefícios decorrentes da reestruturação do setor. Entre eles, destaca-se o aumento da oferta de energia elétrica, com recursos privados, como já se descreveu no capítulo 2. Garantiu-se, também, para o funcionamento do setor, o livre acesso às linhas de transmissão e de distribuição a todos os agentes do mercado de energia elétrica.

Também foi iniciada, de forma auto-regulada, a implantação do ambiente de mercado e estabeleceu-se a competição na produção de energia elétrica por meio da criação de contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes. Garantiu-se a operação centralizada do sistema por meio do ONS, o que permitiu o aproveitamento ótimo de todas as suas potencialidades. Por último, mas não menos importante, fixou-se com maior clareza para todos, inclusive para o Governo, a importância do papel de agente regulador que cabe ao Estado, exercido de forma independente em relação ao Governo e aos agentes setoriais.

Mas é importante, sobretudo, reconhecer as fragilidades do que se fez até o momento, não para fazer a crítica pela crítica ou para utilizá-la como argumento contra a reestruturação. Deve-se examinar os desacertos atentamente para descartar o que se revelou inadequado ou para aperfeiçoar o que não funcionou tão bem quanto o previsto, até porque não há proposta alternativa consistente, que rivalize com a reestruturação em curso, com viabilidade para o País. O próprio Governo reconheceu essa necessidade ao promover estudos para a revitalização do modelo, como referido no capítulo 7.

De início, é preciso reconhecer, como já mencionado, a falta de determinação legal para a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, o que é imprescindível para o conhecimento dos valores dos ativos e da formação de preços no setor, bem como a necessidade de eliminação de vantagens artificiais que a verticalização dá às empresas que as mantêm.

A transição para o mercado competitivo incluiu o mecanismo de contratos iniciais. Os contratos iniciais tiveram como objetivo evitar choques significativos nas tarifas aos consumidores finais, mediante a liberação gradativa da energia produzida para contratação livre no mercado, como explicitado no capítulo 2.

No bojo desses contratos foi inserido o chamado Anexo V. O Anexo V teve como objetivo estabelecer um mecanismo de proteção para as geradoras em caso de situação hidrológica crítica, na qual elas ficariam obrigadas a honrar contratos e, assim, expostas a ter que saldar a totalidade da diferença entre o

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

185.

contratado e a energia efetivamente entregue, ao preço *spot* do MAE. Nessa situação, o mecanismo entraria em vigor mediante a aplicação de um redutor ao valor da diferença verificada.

Essa questão foi solucionada mediante uma ampla negociação entre Governo, geradoras e distribuidoras, para compensação das perdas das concessionárias com o racionamento, que redundou na edição da Medida Provisória nº 14, de 2001, melhor examinada no último capítulo. Entretanto, fica claramente delineada a necessidade do aperfeiçoamento desse mecanismo para situações futuras, o que está sendo objeto de preocupação do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Esse assunto está abordado no cap. VII.

Outro problema importante é a paralisa do Mercado Atacadista de Energia, o MAE. As regras para o seu funcionamento e todo o processo decisório do MAE, estabelecido de forma auto-regulada, foram influenciados pelos interesses dos agentes que nele atuavam. Alguns grupos econômicos interferiram inicialmente no processo, no âmbito do Comitê Executivo do MAE (COEX), determinando o ritmo do que deveria ou não ser aprovado.

Posteriormente, veio o impasse gerado pela recusa de Furnas em honrar compromissos vinculados aos contratos iniciais, em razão do atraso da entrada em operação de Angra II. As diferenças que deveriam ter sido pagas ao preço *spot* do mercado não o foram, gerando disfunções no Mercado e desconfiança dos investidores em relação ao recebimento de energia comercializada.

Também houve problemas de caráter administrativo no Mercado Atacadista de Energia, que levaram à intervenção da Aneel, com a suspensão do repasse de verbas para implantação e manutenção do MAE e a criação do Conselho do Mercado Atacadista de Energia (COMAE), um conselho profissional e neutro, com o objetivo de retirar do processo decisório do MAE a já citada influência dos interesses dos agentes.

Por fim, mais recentemente, a Eletrobrás ingressou com recurso junto à Aneel objetivando garantir para si o direito de comercializar o que a Empresa alega serem excedentes de energia gerados por Itaipu, contra decisão do COMAE, segundo a qual não há esses excedentes. A contabilização das operações, que estava sendo colocada em dia pela gestão profissionalizada do MAE, foi interrompida até que a Aneel decidisse a questão, em 10 de dezembro de 2001, contra a Eletrobrás, retardando, mais uma vez, o funcionamento do Mercado.

1A5B0E3 0QAK32

01/01/2001 10:00:00

0m0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 186

[Assinatura]

É evidente que o MAE precisa entrar em funcionamento para permitir as operações comerciais no setor, até porque, em plena crise de abastecimento, ficaram caracterizadas dificuldades de se comercializar a energia produzida por novos empreendimentos, como ocorreu com as térmicas Eletrobolt e a Macaé Merchant, ambas no Estado do Rio de Janeiro.

Além disso, a já mencionada formação do preço do mercado *spot* por simulações matemáticas e não pelos preços efetivamente praticados pelos agentes também tem prejudicado o adequado funcionamento do Mercado.

Outra questão importante a ser tratada em relação à reestruturação, referente à forma de participação do Estado no setor, diz respeito à necessidade de definição clara sobre as atribuições quanto ao planejamento para o setor e os meios para a sua efetivação.

O planejamento, entendido na sua forma mais ampla, é atribuído constitucionalmente ao Estado (art. 174, CF). Está cometida, pela Lei nº 9.478, de 1997, ao Conselho Nacional de Política Energética, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, a função de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas relacionadas ao setor energético. Como já se viu, entretanto, o não funcionamento do Conselho contribuiu inclusive para a ocorrência da crise de abastecimento de 2001.

De outra parte, não há comando legal definindo de modo claro como e por quem deve ser feito o planejamento setorial, atualmente conduzido de maneira insuficiente e insatisfatória, até por falta de recursos, pelo Ministério de Minas e Energia, em razão da Portaria nº 150, de 1999, do próprio Ministério. Há praticamente consenso entre todos os que se debruçam sobre a matéria quanto à necessidade dessa definição e da criação dos meios para a sua efetivação, o que passa por uma profunda reforma do MME.

Um outro aspecto importante da matéria é destacado pelo estudo de Peter Greiner. Com o advento da Lei nº 9.074, de 1995, as geradoras estatais perderam sua reserva sobre as concessões de estudos de inventário dos potenciais hidrelétricos e de viabilidade de projetos, o que levou à paralisação dos estudos para novos projetos. Isso está gerando a redução gradativa do estoque de oportunidades de novos empreendimentos a serem licitados pela Aneel, o que gera outra questão a ser solucionada com urgência, qual seja, a promoção desses estudos.

JANUÁRIO 2002

atuação do S. 2001/104834

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 187



Questão não-menos importante para o setor elétrico é a necessidade de definição de um novo papel para a Eletrobrás, que, segundo Peter Greiner, *naquele, qual não sem rumo, procurando estabelecer suas próprias prioridades* e, até-por isso, empreendendo ações como a que paralisou o MAE, conforme já descrito.

Uma das hipóteses que se aventa como papel para a Eletrobrás seria a de comprador de última instância da energia oferecida no mercado pelos produtores independentes, de forma a viabilizar contratos de comercialização de energia elétrica, base para os contratos de financiamento dos empreendimentos de geração.

O Dr. Peter Greiner sugere dois caminhos interessantes para a Empresa, que lhe dariam função e significado. A primeira seria a de promover, em parceria com o capital privado, os grandes investimentos em hidroeletricidade, importantes a longo prazo para o País, com vantagens que não são apreendidas imediatamente por investidores isolados do setor privado. Entre essas vantagens estão não gastar a reserva de gás do País ou não despendar divisas com importação de gás e a durabilidade de 100 anos das hidrelétricas, contra 30 das térmicas. Segundo o Dr. Greiner, a Eletrobrás poderia bancar a parte ambiental do investimento, a fundo perdido, o que reduz os demais custos e o risco do empreendimento. A maior parte do investimento seria privado. O bem-sucedido exemplo da UHE Serra da Mesa, parceria entre Furnas e capital privado nacional, é bastante ilustrativo quanto a essa possibilidade.

O segundo papel importante que ele vislumbra para a Eletrobrás é o de criar um Instituto de Desenvolvimento Energético, dotado de fundo específico, cujo diretor fosse nomeado pelo Ministro de Minas e Energia, para trabalhar em conjunto com o Ministério no desenvolvimento das ações de coordenação do setor elétrico, inclusive o planejamento. De qualquer maneira, é preciso que seja definido rápida e claramente o papel da Empresa, para que ela seja mais útil para o setor e para o País.

Também entre as questões mais importantes, estão a atribuição à Aneel da função de poder concedente, em nome da União, e a da coordenação das suas ações com as do Governo Federal, como aponta o Dr. Peter Greiner. Na primeira questão, além do excesso de atribuições e autoridade concentradas em um único órgão, há claras incompatibilidades entre essa atribuição e as de contratante, regulador e fiscalizador do setor, já identificadas pelos dirigentes da Agência em decorrência de sua participação cotidiana no processo decisório.

Em relação à segunda questão, não há dúvida quanto à necessidade de independência da agência reguladora do setor e a sua conseqüente manutenção

SENADO FEDERAL

Comissões Especial e de Inquérito

FL. 188

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

pm0412j8/200104834

como órgão de Estado, mas também é crucial a coordenação das suas ações com as do Governo Federal, para assegurar a sinergia de que o setor necessita. Assim, é fundamental uma cuidadosa revisão dos mecanismos de controle da Agência e do seu relacionamento com o Governo, até para que ela não receba acusações injustas quanto a responsabilidades excessivas ou que não são legalmente suas.

Exame igualmente cuidadoso devem merecer eventuais superposições de funções entre agências reguladoras, em especial em relação às questões do uso da água e dos recursos da União, bem como as limitações para formação e remuneração dos seus quadros, esta última questão também apontada pelo Dr. Peter Greiner. Também é fundamental separar e deixar claros os papéis do Governo e do órgão regulador.

3.6 Outras questões

Além dessas dificuldades, o Dr. Greiner levanta outras que, no seu entendimento, merecem exame:

- a) necessidade de criação de um mercado dinâmico de gás natural que funcione como solução-ponte da expansão da capacidade durante a fase de transição entre modelos;
- b) a definição do papel das térmicas no sistema predominantemente hidráulico, em razão do risco de não operarem em períodos pluviais favoráveis, sem ofuscar a sua necessidade para manutenção de níveis de segurança nos reservatórios;
- c) a dificuldade de viabilização da opção hidrelétrica, que envolve maiores riscos e prazos, enquanto seus benefícios de longo prazo escapam da sensibilidade dos fluxos de caixa;
- d) a necessidade de conceituação clara do "equilíbrio econômico-financeiro", proposto na legislação, mas sujeito a ser mal interpretado, sem uma definição precisa, além de não dar segurança aos investidores;
- e) o confronto da atual obrigação de licitação aberta de cada novo elemento do sistema de transmissão, o que gerará um sistema de propriedade pulverizada, com a opção de alterar a legislação para permitir a organização de empresas regionais de transmissão;

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 189

- f) a armadilha da renovação do conjunto de todas as concessões ao mesmo tempo, que se dará em torno de 2025, o que pode gerar praticamente uma prorrogação automática, com risco de grave prejuízo para o País;

Acrescente-se às supra mencionadas a necessidade de promover a universalização dos serviços de energia elétrica, para cuja consecução, já que se trata de abastecer mercados ralos e/ou carentes, pouco rentáveis, é requerido um esforço normativo específico. A propósito, cabe salientar que a Aneel havia iniciado processo de Audiência Pública, com o objetivo de obter subsídios e informações para a edição de Resolução estabelecendo as responsabilidades de concessionários e permissionários quanto à universalização da prestação do serviço público de energia elétrica, com o intuito de alcançá-la até 2005. Desnecessário dizer que a Audiência nº 6, de 2000, foi suspensa pela emergência da crise.

O quadro abaixo, elaborado pela Agência, revela os níveis atuais de atendimento do mercado nacional, por região.

Região	Municípios Atendidos (%)	Municípios não-atendidos (%)
Norte	95,57	4,43
Nordeste	99,66	0,34
Sul	96,20	3,80
Sudeste	99,94	0,06
Centro-Oeste	99,78	0,22
BRASIL	98,69	1,31

Nota: Os dados se referem às sedes dos municípios.

O professor Luís Pinguelli Rosa sugere, também, a necessidade de se rever a atual política do gás natural, já que o câmbio mudou muito da época da contratação do gás da Bolívia para os dias de hoje, o que tem profunda influência na determinação do preço de geração das térmicas.

O professor Adilson de Oliveira sugeriu, mantida uma coordenação nacional, o respeito às características regionais no reexame do modelo, já que o Brasil não é um país homogêneo. Ele propõe também que o mercado seja testado inicialmente com a comercialização de energia secundária, para só depois se partir para a comercialização de energia firme, a exemplo do que fez a Noruega.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 190

1A82035 004432

oficial de protocolo e distribuição

Dom04/28/200104834

3.7 Recomendações

1. É imperioso decidir, com urgência, se haverá ou não prosseguimento da privatização dos ativos existentes, especialmente os de geração. Em caso afirmativo, devem ser tomadas todas as demais providências necessárias ao aprimoramento do modelo, inclusive a determinação legal para a desverticalização das empresas, com envio do assunto ao exame do Congresso Nacional. A desverticalização é aconselhável ainda que as geradoras estatais não sejam privatizadas;
2. Caso a decisão seja pela manutenção dos ativos de geração existentes sob o controle do Estado, é fundamental o anúncio urgente ao mercado do destino a ser dado à energia velha, e a adaptação do modelo à nova concepção, com determinação legal para a desverticalização das empresas. A desverticalização, ainda que mantidas as empresas estatais, é fundamental para que se possa conhecer corretamente os mecanismos de formação de preços no setor e realizar o adequado acompanhamento das empresas, voltado para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das empresas sujeitas a regime tarifário. Também evita condições privilegiadas de concorrência a favor das empresas verticalizadas. Igualmente, neste caso, o assunto deve ser submetido ao exame do Congresso;
3. Ainda no caso de não privatização das empresas estatais, é recomendável criar para elas nova condição jurídica, que lhes dê mais agilidade para operar no mercado, com o papel de alavancar investimentos para a construção de novas hidrelétricas. A venda de alguns de seus ativos menos importantes serviria para angariar recursos para o estabelecimento de parcerias com a iniciativa privada para a construção de novas hidrelétricas. Essa solução manteria as empresas estatais no mercado como *players* a serviço do País e criaria novas hidrelétricas, ainda a melhor opção nacional de geração, além de sinalizar positivamente para os empreendedores com o prosseguimento da privatização;
4. É imprescindível tornar o mercado de energia elétrica efetivo, com o pleno funcionamento do Mercado Atacadista de Energia. Durante a crise de abastecimento de 2001, a idéia original de mercado competitivo foi substituída por um sistema de garantia da oferta, sem risco para os

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 191

investidores, mediante a criação de mecanismos como garantia de compra de energia elétrica, conta gráfica para absorção de variações de custos como o dólar, e a criação do Valor Normativo, entre outros;

5. Dentro da idéia de fortalecimento do mercado, é imprescindível criar condições para que os consumidores livres possam buscar melhores condições de fornecimento, sobretudo de preço, o que só se tornará viável se houver uma revisão dos subsídios atualmente concedidos a esses consumidores;
6. A revisão das funções do Ministério de Minas e Energia, como sugerido no capítulo anterior, deve ser feita simultaneamente à revisão do papel da Aneel, de maneira a adequar papéis, funções e relacionamento entre ambos os órgãos, à luz do aprendizado resultante da crise e do funcionamento de ambos nos últimos anos. Vale lembrar que o fortalecimento do MME foi recomendado pelo Relatório RESEB. Eventuais superposições de papéis entre a Aneel e as Agências Nacionais de Águas e do Petróleo também devem ser dirimidas;
7. A ANA, a Aneel e a ANP devem articular-se para o melhor equacionamento das questões pertinentes ao abastecimento de energia elétrica do País e outras que requeiram sua atuação conjunta. A ANA e a ANP devem examinar a possibilidade de adoção do princípio da descentralização, consoante modelo que vem sendo praticado pela Aneel ou conforme outros modelos que sejam mais convenientes às peculiaridades de suas áreas e formas de atuação;
8. Os termos do Anexo V dos contratos iniciais também devem ser aperfeiçoados para evitar problemas em situações de eventual escassez de energia;
9. O fortalecimento do mercado de gás natural é solução importante para a superação da crise de abastecimento e para a criação de um mecanismo de reserva de abastecimento, dada a rapidez da implantação de usinas térmicas, sua independência do regime de chuvas e sua complementaridade com as hidrelétricas. É preciso definir também como serão tratadas as térmicas em períodos pluviais favoráveis, quando a lógica econômica do seu não despacho tiver que prevalecer. Quanto antes terminar o predomínio da Petrobrás sobre a cadeia do gás natural, melhor, dada a desconfiança que isso gera nos investidores privados;

FAZENDO

Ministério de Minas e Energia

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 192

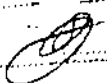
10. É necessário precisar com urgência e objetividade o conceito de "equilíbrio econômico-financeiro", que, incluído nos contratos de concessão, é crucial para definir o tratamento a ser dado pelo Estado às concessionárias de serviço público;
11. Também é preciso definir o que fazer diante do descolamento existente entre os prazos de concessão e o horizonte de decisão dos fluxos de caixa dos investidores, para resolver a questão da energia nova e velha e evitar rendas injustificadas à custa dos consumidores. A (re)licitação onerosa a cada 12 ou 15 anos pode ser a solução;
12. Deve ser examinada a possibilidade de testar o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia com a comercialização de energia secundária, para só depois partir para a comercialização da energia firme;
13. Há necessidade de promover a universalização dos serviços de energia elétrica, para cuja consecução, já que se trata de abastecer mercados ralos e/ou carentes e, portanto, pouco rentáveis, é requerido um esforço normativo específico. Vale lembrar que a Aneel tem Audiência Pública aberta sobre a matéria.
14. É preciso atentar para o fato de que praticamente todos os contratos de concessão deverão terminar ao mesmo tempo, por volta de 2025, o que gera problemas para a (re)licitação simultânea de todos. Isso pode significar, na prática, uma prorrogação automática de todos os contratos, com grandes prejuízos para o País.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

N. 193.



4 O preço da energia elétrica no Brasil

4.1 Antecedentes

O preço da energia elétrica ao consumidor final, de aparência pouco importante para o orçamento doméstico de qualquer família razoavelmente bem aquinhoadada, esconde, por trás de si, um mundo econômico-financeiro da mais alta complexidade. Ele é o resultado, numa sociedade democrática, das diversas escolhas feitas por essa sociedade, por intermédio dos seus representantes, sobre como deve ser tratado um bem tão primordial como é a energia elétrica.

Para o setor que a produz, o preço permite ou não o financiamento da prestação do serviço com qualidade e a sua expansão conforme requerido pela sociedade. Para a sociedade como um todo, o preço representa o acesso ao conforto da vida moderna e a possibilidade de produção de bens e serviços, dada a importância da energia elétrica como insumo para a produção nacional.

Quando o serviço de abastecimento é prestado com qualidade, ninguém se preocupa com ele, contanto que o preço seja módico. Esse é, afinal, o objetivo ideal, do qual o Brasil se distanciou no racionamento de 2001. Atravessamos uma crise de disponibilidade de energia elétrica, em que a questão do preço foi elemento fundamental.

O País sempre teve problemas para resolver a questão do preço da energia elétrica. Antes de 1993, vivia em um sistema de produção praticamente todo estatal, verticalizado, em que se praticava o modelo de preço pelo custo do serviço, no qual ineficiência, utilização da contenção das tarifas para controle da inflação e inadimplência setorial acabaram por produzir um déficit de US\$ 26 bilhões, coberto às custas do bolso do contribuinte, em 1993, conforme já descrito neste Relatório.

Junto com o déficit, estava a perda da capacidade de investimento do setor elétrico brasileiro, leia-se, dos governos federal e estaduais, praticamente os únicos investidores de então. Sem escolha, o País empreendeu, com atraso, a reestruturação do modelo produtivo do setor, em busca dos investimentos privados de que tanto necessitava para continuar a financiar o abastecimento de energia elétrica. Ainda que óbvio, é útil lembrar que investidores privados somente acorrem a qualquer setor produtivo motivados por remuneração dos seus investimentos, o que deixa clara a luta que daí por diante se travaria sobre a regulação do preço final da energia elétrica.

14.8.2002 10h 12m
Ministério da Energia e Minas

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

194

4.2 A função do preço da energia elétrica

Na reestruturação que se empreendeu no setor elétrico, o preço da energia elétrica teve papel fundamental. A sua institucionalização tornou-se viável devido à previsão, na Constituição de 1988, da possibilidade de concessão dos serviços públicos, estabelecida no art. 175. O art. 175 também prevê que concessionárias e permissionárias de serviços públicos estarão sujeitas a uma política tarifária, estabelecida em lei (parágrafo único, inciso III).

A legislação para a adoção de um novo modelo setorial estabeleceu o regime tarifário para os serviços públicos de energia elétrica; criou a Agência Nacional de Energia Elétrica, com a incumbência de regular, fiscalizar e zelar pela qualidade do serviço prestado; criou as figuras do produtor independente de energia elétrica, do agente comercializador e do consumidor livre; instituiu o Operador Nacional do Sistema Elétrico e estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia, como já visto no capítulo 2 deste relatório.

O preço da energia elétrica, nesse novo modelo, tem, é evidente, as funções de financiar a expansão da oferta de energia elétrica e de melhorar a qualidade do serviço. Como não há dúvidas sobre a necessidade de expansão da oferta, resta exemplificar a de melhoria da qualidade do serviço. A falta de investimentos no setor, que vem desde o final da década de 80, gerou, entre outras consequências, a redução da flexibilidade operativa do sistema elétrico, que conduziu ao apagão que deixou 13 Estados sem luz em 1999. Ele resultou não do "raio de Bauru", como ficou conhecido, mas do sucateamento de subestação localizada naquela cidade, incapaz de resistir, como deveria, à descarga elétrica que a atingiu e de suportar as importantes conexões de redes de transmissão que articulava, porque estava sobrecarregada, como resultou provado pela investigação conduzida pela Aneel.

4.3 O novo panorama institucional e regulamentar

Neste ponto é importante distinguir os dois principais regimes de remuneração dos investimentos criados a partir da legislação produzida no País após a Constituição de 1988. A chamada energia de serviço público tem seu preço necessariamente controlado pelo Governo, por meio das tarifas. Tem, em razão disso, determinados privilégios, como o direito ao chamado equilíbrio econômico-financeiro, o que se presume seja remuneração de investimentos mais certa margem

SENADO FEDERAL

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

Comissão Especial de Inquérito

00412j8/200104834

FL.

195

de lucro, já que não há definição legal do que seja essa figura, como visto no capítulo anterior.

O equilíbrio econômico-financeiro é previsto nos contratos de concessão de serviço público, firmados entre as empresas e a União, representada pela Aneel, que, entretanto, não os formulou. Eles foram elaborados no âmbito do Conselho Nacional de Desestatização (CND), como deixou claro à Comissão o Diretor-Geral da Agência, José Mário Miranda Abdo. Cabe à Aneel, entretanto, o seu rigoroso cumprimento, de importância fundamental para a manutenção da confiança dos investidores.

O outro regime de remuneração é o que buscam os chamados produtores independentes de energia elétrica, já descritos no capítulo 1 deste Relatório, assim consideradas a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio, no todo ou em parte, por sua conta e risco.

A competição na geração, assim estabelecida, seria um dos elementos do modelo destinados a promover a chamada modicidade nas tarifas. O outro, introduzido na outra ponta do sistema, na comercialização, foi o consumidor livre, assim denominado por causa da liberdade de escolha de fornecedor de energia elétrica. A sua presença no mercado deveria, em teoria, contribuir para a queda dos preços e para a melhoria da qualidade do serviço.

São consumidores livres, hoje, pela legislação vigente (Lei nº 9.074/95), aqueles com carga de 3 MW ou mais, em 69 kV, consumo igual ao de um *shopping center* ou de uma indústria de médio porte. Para compra de energia fornecida por PCHs, o limite cai para 500 kW ou mais, meio encontrado para estimular o investimento nesse tipo de usinas. O limite geral poderá vir a ser rebaixado para consumidores de 50 kW ou mais, a partir de julho de 2003, dependendo do resultado de Audiência Pública que está sendo promovida pela Aneel. Também está em Audiência a proposta de liberação completa de todos os consumidores a partir de janeiro de 2005.

As transações de energia elétrica se dariam no Mercado Atacadista de Energia (MAE), em proporções crescentes. Inicialmente, apenas a energia nova produzida iria para o Mercado, como referido no capítulo 2, porque a maior parte da energia disponível antes da reestruturação está atrelada aos chamados contratos iniciais, firmados entre geradoras e distribuidoras, para garantir o abastecimento do mercado e uma transição suave para o novo modelo. Apenas a demanda de energia

PARB033 CGAMA2

otitampol sa e eistatiqued eedestituroO

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 196

que excedesse os montantes inicialmente contratados seria objeto de negociação livre no MAE.

Independentemente da ação dos consumidores livres, as normas atuais prevêm, a partir de 2003, uma liberação gradativa da energia atrelada aos contratos iniciais, a uma taxa de 25% ao ano, para livre negociação de contratos, até a completa liberação do mercado, em 2006. Essa energia também será objeto de contratos bilaterais, negociados livremente no âmbito do MAE. Apenas a energia excedente será ofertada, ao preço do dia, no mercado *spot*.

A implantação do modelo, entretanto, como já se viu, não se completou, o que gerou uma série de distorções no processo. A privatização das geradoras, decidida pelo Governo Federal, não se concretizou. Apenas a Eletrosul, a CESP Tietê e a CESP Paranapanema foram vendidas, como já se disse. O Mercado Atacadista de Energia, onde as transações de energia elétrica aconteceriam, não funcionou regularmente e há distorções sérias nos preços, que não estimulam os consumidores livres a buscar melhores condições no mercado. Abastecidos a preços confortáveis, eles preferiram ficar onde estão, comprando energia de seus fornecedores de sempre. Talvez a crise tenha começado a mudar essa posição. Tudo isso tem profunda influência na formação do preço da energia elétrica, que é, em última instância, definido pelo mercado e repercute, portanto, nos níveis de investimento.

4.4 Tarifa versus rentabilidade das empresas

Antes de ir adiante, entretanto, parece importante abordar uma questão que foi trazida de formas variadas à Comissão. Trata-se da alteração da tabela de descontos aplicáveis às tarifas de energia elétrica da classe de consumo residencial, a partir de dezembro de 1995, explicada à Comissão pelo Diretor-Geral da Aneel, José Mário Miranda Abdo, em seu depoimento.

Sanado o grande déficit setorial em 1993, como já descrito, tratou-se dos descontos concedidos ao consumo até 200 MWh/mês. Esse desconto, atribuído ao segmento denominado "baixa renda", tinha o que se chamava de efeito cascata, o que significava que todos os consumidores tinham direito a todos os descontos existentes em cada faixa de consumo. Assim, por exemplo, quem consumisse 200 MWh/mês, teria desconto de 83% até a faixa de 30 MWh/mês; de 55% na faixa de 31 a 100 MWh/mês, e de 25% na faixa de 101 a 200 MWh/mês. Esse efeito foi eliminado – pois beneficiava a todos os consumidores e não apenas os de baixa

SENADO FEDERAL

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

Pom0412/8/200104834

FL. 197

renda – e os novos descontos foram aplicados a partir daquela data, conforme a tabela a seguir:

Alterações na classe residencial

Faixa de consumo (MWh/mês)	Descontos até dez/95 (%)	Descontos após dez/95 (%)
0 – 30	83	65
31 – 100	55	40
101 – 200	25	10
Maior que 200	0	0

Além dessa nova tabela, foram criados, a partir do início de 1996, outros critérios para o enquadramento do chamado consumidor de baixa renda, tais como tamanho do imóvel, números de pontos de luz e outros.

A alteração dos descontos e o fim do efeito cascata fizeram com que, no acumulado, as correções das tarifas de energia elétrica para os consumidores residenciais de até 200 kWh/mês tenham sido consideradas altíssimas no período de vigência do Plano Real. Contudo, depois dessa alteração de subsídios não houve mais reajustes diferenciados por classe de consumidor.

Segundo dados da Aneel, o aumento médio das tarifas de energia elétrica entre julho de 1994 e dezembro de 2001 foi de 156,66% contra um crescimento da inflação da ordem de 102,28%, de acordo com o IPC da FIPE. A seguir, quadro comparativo do crescimento da inflação, da energia elétrica e de outros preços, no mesmo período, de acordo com dados da FIPE.

Inflação IPC/Fipe	Água e Esgoto	Energia Elétrica	Gasolina	Tarifas postais	Transporte coletivo	Gas	Telefone
102,28%	150,6%	156,66%	160,13%	179,74%	223,13%	381,61%	439,21%

Por volta de 1996, foram concebidas pelo Conselho Nacional de Desestatização as fórmulas paramétricas de reajuste das tarifas que fariam parte, de forma padronizada, dos contratos de concessão e que foram empregadas pela primeira vez nos contratos das primeiras distribuidoras privatizadas, Escelsa e Light, vendidas em 1996. Foram definidos os conceitos de reajuste anual de tarifas, de revisão periódica e de revisão extraordinária, tendo sido definido o IGP-M como indexador:

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 198

Os reajustes anuais são concedidos às distribuidoras nas datas de aniversário de assinatura dos contratos de concessão, mediante exame, pela Aneel, dos custos efetivamente incorridos pelas empresas, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro a que têm direito por terem seus preços controlados. É importante frisar, neste ponto, que além da fiscalização operacional das empresas, a Agência também exerce, anualmente, fiscalização econômico-financeira sobre elas.

A revisão periódica é feita segundo periodicidade definida nos contratos, que, na maioria dos casos, é de quatro anos. Nesse momento os ganhos de produtividade da empresa são examinados e repartidos com o consumidor, mediante redução das tarifas. A revisão extraordinária pode ocorrer a qualquer momento, por solicitação da empresa, quando seu equilíbrio econômico-financeiro for ameaçado por algum evento.

Essas correções das tarifas acabaram gerando afirmações, trazidas à Comissão pelos professores Luís Pinguelli Rosa e Ildo Sauer, de que as tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores residenciais do Rio de Janeiro são comparáveis às de cidades ricas e caras, como Paris, Nova Iorque e São Francisco. A propósito disso, o *Jornal do Brasil*, de 7 de novembro de 2001, noticiou que antes do reajuste tarifário a que teve direito naquele dia, de 20,59%, a Light cobrava US\$ 85.00/MWh, contra os US\$ 73.00/MWh que a Electricité de France, sua controladora, cobra da população de Paris.

Em contrapartida, há afirmações de que as negativas de concessão de revisões tarifárias solicitadas à Aneel pelas distribuidoras teriam gerado um prejuízo de R\$ 3,5 bilhões às empresas. Foi o que noticiou o jornal *Gazeta Mercantil*, em sua edição de 7 de agosto de 2001. Essas revisões teriam como motivação principal o repasse às tarifas dos chamados custos não gerenciáveis das distribuidoras, como, por exemplo, a variação cambial da energia de Itaipu e a Conta de Consumo de Combustíveis. A reivindicação das distribuidoras foi reconhecida e sua solução foi autorizada pela Medida Provisória nº 2.227, de 2001, o que demonstrou que estaria fora da alçada da Aneel atender os pleitos das distribuidoras nesse sentido.

Questões como essa da falta de repasse de custos não-gerenciáveis às tarifas estariam desestimulando investimentos. Há queixas das distribuidoras em relação à baixa rentabilidade que têm no Brasil. Segundo estudo feito pela empresa de consultoria A. T. Kearney por encomenda das distribuidoras, conforme informação publicada na matéria da *Gazeta Mercantil*, citada no parágrafo anterior, a média do lucro líquido sobre o ativo nas empresas brasileiras foi de 0,7%, no ano de 2000, contra 15,3% da Chilectra, do Chile.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 199

1485034 0041432

Comissão Especial e de Inquérito

0m0412/8/200104834

O jornal *O Globo*, do dia 14 de agosto de 2001, publica matéria feita com base em estudo da Fundação Getúlio Vargas (FGV), segundo o qual, na média de 43 companhias do setor elétrico, listadas entre as 500 maiores empresas de capital aberto do Brasil, não há recursos próprios suficientes para bancar expansão nos próximos anos.

Olhados os balanços do ano 2000, o estudo indica que, depois de um prejuízo de R\$ 3,05 bilhões em 1999, as 43 empresas tiveram um lucro de R\$ 134 milhões em 2000. A rentabilidade (taxa de retorno do negócio) foi de 0,5%, contra um patamar internacional de 12%. A rentabilidade do setor elétrico também contrasta com a da média do *ranking* das 500 empresas, que chegou a 6,27% em 2000, a maior média desde 1994, quando chegou a 7,81%.

É preciso entender, entretanto, que, de certo modo, os dois argumentos se justificam. Os que alegam que a tarifa do consumidor residencial, a US\$ 85.00/MWh, está alta, estão corretos, especialmente se se considerar o poder aquisitivo da população brasileira. Contudo, a tarifa média, que dá a medida da receita global das empresas, chega apenas a cerca de US\$ 42.00/MWh, dados os subsídios existentes para os grandes consumidores industriais. Isso fica evidente quando se verifica que os consumidores em alta tensão, embora respondam por 55% do consumo nacional, produzem apenas 37% da receita das distribuidoras. De outro lado, o que sobra para as distribuidoras como remuneração pelo serviço prestado pode ser pouco e explica os dados dos estudos da A. T. Kearney e da FGV.

Os elevados impostos e encargos que incidem sobre o custo final desse serviço são a chave do problema. De acordo com o Diretor-Geral da Aneel, José Mário Miranda Abdo, em seu depoimento à Comissão, cerca de 32% da fatura de energia elétrica é composta por tributos diretos, ICMS, PIS e Cofins. Outros 8% são encargos setoriais, tais como a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Conta de Consumo de Combustíveis. Assim, 40% da conta de energia elétrica se referem a encargos setoriais e tributos. Outros 40% se referem a energia comprada e custos associados, restando apenas cerca de 20% para abrigar os custos do serviço e a sua remuneração.

Composição da fatura de energia elétrica ao consumidor

Tributos diretos (ICMS, PIS e Cofins)	32%
Encargos setoriais (RGR, CCC etc.)	8%
Energia comprada e custos associados	40%
Custos do serviço e remuneração da concessionária	20%
Total	100%

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

1499021 CCIAM32

attribution de e atribuição de responsabilidade

om0412j8/200104834

FL 200

Cabe salientar que, diferentemente dos demais produtos, que pagam em média 17% de ICMS, a alíquota desse imposto incidente sobre a conta de energia elétrica alcança 25% em um grande número de estados. Merece destaque o fato de que, se por um lado o preço ao consumidor, sobretudo residencial, parece alto, por outro, 40% desse valor é absorvido por tributos e encargos setoriais e não fica nas mãos das concessionárias distribuidoras.

4.5 O financiamento da expansão

Apesar das reclamações sobre as condições do mercado, os investidores privados, nacionais e estrangeiros, têm ocorrido às licitações promovidas pela Aneel, tanto para os empreendimentos de transmissão, quanto para os de geração.

Apenas para exemplificar, 44 interessados se candidataram a participar do leilão de onze concessões para a construção de usinas hidrelétricas em dez estados brasileiros, realizado em 30 de novembro de 2001. Elas produzirão, em conjunto, 2.666 MW, mediante investimentos de R\$ 4,9 bilhões. Desses 44, 12 são grupos estrangeiros e mais de $\frac{3}{4}$ dos 40 pré-qualificados são produtores independentes e distribuidoras. Os demais são indústrias eletrointensivas, em busca de geração própria, os chamados autoprodutores. A disputa foi intensa. Apenas um dos empreendimentos foi vendido pelo preço inicial. Os demais tiveram ágios que variaram entre 300% e 3.000%!

No leilão anterior, em junho de 2001, quando foram licitados oito empreendimentos, para geração de 2.282 MW, com investimentos de R\$ 3,5 bilhões, houve ágios de até 3.089% sobre o preço mínimo. Muitas empresas eletrointensivas participaram desses leilões, em busca de independência no suprimento de energia, forma de se proteger contra riscos de déficits e variações incontrolláveis de preço no mercado competitivo.

O negócio de construção de hidrelétricas, uma atividade de perfil tipicamente estatal, especialmente quando se trata de usinas maiores, tem se revelado extremamente atraente no Brasil, a ponto de interessar empresas como a Vale do Rio Doce.

A Vale disputou, em consórcio, a maior das concessões do último leilão da Aneel, conforme matéria da *Gazeta Mercantil*, do dia 29 de novembro de 2001, empenhada que está em se situar no mercado como produtora independente. Criou uma unidade própria de negócios de energia elétrica, que venderá energia para as

ARREDORE
olimpus 95 + modema 28800

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

Fl. 201

subsidiárias da *holding* em condições de mercado e terá que apresentar resultados financeiros, ou seja, a Vale não está entrando no ramo da geração na condição de autoprodutor, mas de investidor, que busca lucros num ramo de negócio por acreditar nele como um setor atraente.

No mês de setembro de 2001, foram arrematados três lotes de concessões de linhas de transmissão, num total de 574 km, com investimentos de R\$ 287 milhões, em momento absolutamente adverso, dada a conjuntura internacional após os atentados ao Pentágono e ao World Trade Center. Desde o primeiro leilão, em 1999, 16 concessões de transmissão foram licitadas pela Aneel, das quais somente duas não tiveram proponentes.

4.6 O conceito de preço justo

A questão do preço no setor elétrico é tema controverso e complexo. Até o momento, não existem dados que permitam uma conclusão cabal. É até necessário que se antecipe aqui uma das recomendações deste Relatório, a de que se faça um estudo completo sobre custos das empresas nacionais e sobre os preços da energia elétrica no Brasil, comparando-os, inclusive, com os similares internacionais.

A importância do domínio completo dessa informação é transcendental, porque irá orientar a política tarifária indispensável para se encontrar o ponto de equilíbrio entre o preço que atraia investimentos, garantindo abastecimento e qualidade do serviço, e o que seja, ao mesmo tempo, módico para o consumidor residencial e não se transforme num custo prejudicial à competitividade da indústria e do comércio nacionais.

Mas as complexidades da questão não param por aqui. Há outras variáveis que influem no preço da energia elétrica e estão, por conseguinte, ligadas à questão do abastecimento dentro do modelo adotado, em que a expansão da oferta e a qualidade do serviço, nunca é demais lembrar, dependem fundamentalmente do investidor privado.

Uma delas é a dos subsídios cruzados existentes nas tarifas de energia elétrica, em benefício dos grandes consumidores, sobretudo dos chamados eletrointensivos. Esses subsídios são históricos e, devido a eles, os consumidores livres não se animam a buscar novos fornecedores, o que não estimula a competição que reduza os preços e melhore a qualidade do serviço, uma das idéias básicas do modelo.

148223
Cópia para o Departamento de Planejamento

04/12/8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 202

Para dar idéia do que representam, em volume, esses subsídios, segundo dados fornecidos à Comissão pelo Diretor-Geral da Aneel, os consumidores em alta tensão – faixa em que se situam, em geral, os grandes consumidores livres – respondem por 55% da demanda de energia elétrica de 306 milhões de MWh, que foi o mercado das concessionárias de distribuição em 2000. Apesar disso, responderam por apenas 37% da receita dessas concessionárias, com uma tarifa média de R\$ 74,00/MWh. Já os consumidores em baixa tensão – entre os quais estão os residenciais –, responderam por 45% da demanda do mercado e por 63% da receita total de R\$ 33,2 bilhões, com uma tarifa média de R\$ 150,00/MWh.

O quadro abaixo, elaborado pela Duke Energy International, um dos produtores independentes estrangeiros presentes no mercado brasileiro, traz exemplos de subsídios cruzados existentes entre as diversas classes de consumidores.

Consumidor	R\$/MWh	US\$/MWh
A1 – 95% FC	47,46	18.98
A2 – 80% FC	56,31	22.52
A2 – 60% FC	60,56	24.22
A4 – 40% FC	101,32	40.53
Baixa Tensão Comercial	217,50	87.00
Baixa Tensão Residencial	227,50	91.00

Média Brasil, R\$ 2,50/US\$, não incluídos impostos e encargos setoriais

Os consumidores livres em potencial somam cerca de 23 mil em todo o País, segundo dados fornecidos pelo Dr. Paulo Henrique Siqueira Born, Diretor de Assuntos Regulatórios da Duke Energy International, que já investiu US\$ 1 bilhão no País e tem projetos em andamento no valor de US\$ 300 milhões. Entretanto, segundo ele, em razão dos subsídios, até hoje menos de 20 contratos foram firmados livremente entre esses milhares de consumidores e os fornecedores de energia elétrica.

Esses consumidores certamente poderiam influenciar na formação do preço da energia elétrica, dado o grande volume de energia que consomem, mas não o fazem por absoluta falta de motivação. Quem mudaria de fornecedor sem uma oferta vantajosa? Assim, os subsídios, segundo o quase consenso entre os depoentes da audiência sobre tarifas na Comissão, devem ser revistos, por estarem impedindo o desenvolvimento do mercado e, portanto, novos investimentos. Essa revisão, contudo, deve ser feita com o devido equilíbrio e implantada de forma gradual, para evitar que o seu impacto nos preços se transforme num transtorno.

SENADO FEDERAL

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 203

0412/8/200104834

Há quem os defenda, como o Dr. Paulo Ludmer, representante da Associação dos Grandes Consumidores de Energia (Abrace), que também participou da audiência. Para ele, os consumidores livres estão na ponta de grandes cadeias produtivas da indústria nacional, sendo seus preços fundamentais para os preços finais de uma vasta gama de produtos brasileiros nos mercados interno e externo. Além disso, segundo ele, 2/3 dessas empresas são autoprodutoras de energia elétrica. O setor de alumínio está investindo, no momento, US\$ 5 bilhões em usinas para geração própria.

Ludmer tem razão quanto ao fato de que as empresas do setor são grandes investidoras em geração própria, mas o caso da Companhia Paraibuna de Metais demonstra que os subsídios não são tão necessários assim, pelo menos no caso da produção de zinco metálico, ramo em que a empresa atua. Segundo matéria publicada pela *Gazeta Mercantil*, em 27 de novembro de 2001, a Paraibuna tem o menor custo de produção entre todas as refinadoras do mundo, *graças aos investimentos em modernização e geração auto-suficiente de energia*. A empresa foi colocada no topo da lista mundial de 63 companhias, nos anos de 1999 e 2001, pela consultoria inglesa Brook Hunt, especializada em análise de custos de produção na indústria de mineração e siderurgia. Não depende, portanto, de subsídios para produzir, pois possui geração própria.

A questão dos custos de distribuição também foi abordada pelo ex-presidente de Furnas e ex-Ministro da Indústria e Comércio, João Camilo Penna, em entrevista que concedeu ao jornal *Valor Econômico* do dia 23 de agosto de 2001. Segundo o ex-Ministro, que tem colaborado com a Câmara de Gestão da Crise na revitalização do modelo, diz-se muito que a distribuição está cara no Brasil e subsidia a indústria, o que não chega a ser completamente verdade. Para ele, o que acontece é que a baixa densidade existente na rede de distribuição brasileira – tanto de número de consumidores por área, quanto no nível de consumo por consumidor – encarece os custos de distribuição em relação a outros países.

Outro argumento usado por Paulo Ludmer, em defesa das empresas da Associação que representa, é o da necessidade de realização de uma verificação nos custos das distribuidoras, pela Aneel, antes da aplicação de um tarifaço aos grandes consumidores, o que se soma à idéia do estudo anteriormente proposto como necessário sobre os custos das empresas.

O assunto é polêmico. Para Paulo Born, que reconhece a necessidade de uma correta avaliação de custos, a situação dos subsídios é insustentável a médio prazo, porque, à proporção que se amplie o mercado livre, os clientes que hoje subsidiam as demais classes teriam acesso ao mercado e não mais estariam disponíveis para ser a fonte dos subsídios. Em sua opinião, se houver necessidade de subsídios, eles devem ser definidos em lei de modo a não prejudicar a competição.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 204

De toda forma, os subsídios parecem mesmo estar com os dias contados. É intenção da Câmara de Gestão revê-los. (veja Medidas de Revitalização no capítulo 7). Segundo o *Jornal do Brasil*, de 5 de novembro de 2001, a Eletronorte já avisou a fábrica de alumínio Albrás que não mais venderá energia a US\$ 12.00/MWh, quando terminar o contrato de 20 anos, em 2004, o que é classificado pelo jornal como o maior subsídio tarifário concedido no País. As duas empresas estão em negociação sobre o novo preço.

4.7 Energia velha versus energia nova

Igualmente relevante para a questão do preço da energia elétrica no Brasil é a definição do tratamento a ser dado à chamada energia de serviço público, também conhecida como energia velha. Trata-se da energia produzida por hidrelétricas antigas, praticamente todas nas mãos do Estado, cujos custos já foram amortizados, e que, por isso mesmo, podem gerar a preços bastante baixos. Essa energia é sujeita a tarifação, por mandamento constitucional, como já foi dito.

É importante reiterar que o preço da energia velha vem sendo mantido artificialmente baixo, como descrito no capítulo anterior, apesar dos reajustes havidos em 1993, com prejuízo para as empresas estatais que, por gerarem a custos baixos, se acomodaram à situação de baixa remuneração, incompatível com práticas empresariais saudáveis. Para o Dr. Peter Greiner, a defasagem entre as tarifas médias de suprimento e o custo marginal da expansão (US\$ 25.00 a US\$ 30.00 contra US\$ 38.00 a US\$ 40.00) é péssimo sinal para os investidores.

As usinas hidrelétricas estatais que geram a preços baixos – entre US\$ 10.00 e US\$ 20.00, em muitos casos – deveriam, pelos pressupostos do modelo estabelecido para o setor, ter sido privatizadas. Não o foram, e o destino a ser dado a essa energia preocupa os investidores privados, os chamados produtores independentes, que temem a concorrência das estatais, vendendo energia a preços com os quais eles não conseguirão competir. Mas, ainda que temam e se digam em compasso de espera, acorrem aos leilões de novos empreendimentos, como já se disse, particularmente no item 4.5.

Há divisão de opiniões quanto ao destino a ser dado à energia de baixo custo. Uns poucos ainda defendem a privatização das grandes geradoras federais, o que elevaria imediatamente o preço para o patamar do custo marginal da expansão da oferta. Mas o próprio Governo já deu sinais de querer rever a questão, conforme matéria do *Valor Econômico*, de 5 de novembro de 2001.

JAR3031 004M32

atuação de a situação de abastecimento

on0412j8/200104634

SENADO FEDERAL

Comissões Especial e de Inquérito

FL. 205

O professor Pinguelli Rosa defende a utilização da energia velha como estoque regulador pelo Governo ou dentro de um *mix* destinado a baratear os preços. O fato é que é forçoso reconhecer que a privatização das geradoras levaria o preço ao patamar das térmicas, como se verá adiante.

O professor Adilson de Oliveira propõe que esses preços baixos sejam utilizados para subsidiar setores específicos de interesse social, como, por exemplo, a classe de baixa renda ou a prática da irrigação. Outra hipótese levantada por ele é a utilização dos ganhos obtidos, ao se vender a energia velha pelos preços de mercado, em investimentos no setor. E há, também, a possibilidade de recuperação de parte desses recursos para o Tesouro, mediante taxação dos lucros das geradoras provenientes do aumento das tarifas da energia velha. Os produtores independentes se assustam – e têm razões para isso – com a possibilidade de alocação da energia velha para as distribuidoras, em sistema de cotas, como tem sido aventado, o que, na opinião do Dr. Paulo Born, inviabilizaria a concorrência dos produtores independentes com as empresas de distribuição.

Esse não é o único problema da questão, para o executivo da Duke Energy. Ele também considera inviável a competição entre a geração de serviço público e os produtores independentes, porque enquanto os primeiros têm seus preços definidos por regulamento, os últimos têm seus preços sujeitos às leis de mercado. De qualquer maneira, tudo o que desejam os produtores independentes é uma definição clara e rápida sobre o destino da energia velha, a conclusão do arcabouço regulatório, o pronto funcionamento do Mercado Atacadista de Energia e a racionalização gradual das tarifas. Tudo isso precisa mesmo ser feito para não inibir os investimentos de que o País tanto necessita.

Muito possivelmente, a energia velha seja o único trunfo nas mãos do Governo, que, sem recursos próprios de investimento para garantir todo o abastecimento de que o Brasil necessita, precisa ter meios para enfrentar possíveis manobras de investidores privados destinadas a manter elevado o preço da energia, o que já parece uma inevitabilidade na situação em que o Brasil se encontra, pelo menos na opinião do ex-ministro Camilo Pena. Opinião semelhante também apareceu em recente entrevista do Ministro Pedro Parente sobre a crise energética.

4.8 Os contratos iniciais e a liberação da energia em 2003

Não bastasse a própria situação de escassez, que já determina a elevação de preço, conveniente para as empresas do setor, há outros elementos que podem e deverão elevar os preços da energia elétrica no Brasil nos próximos anos. Um deles

JAROSY OGARD

otéupal ch a cínicaB cúbulaC

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 206

é a liberação gradual da energia, hoje atrelada aos contratos iniciais, a partir de 2003, para compra e venda livres no mercado (vide capítulo 2, Regras de Transição do Ambiente Regulado para o Competitivo, e medida tomada pela Câmara de Gestão, no capítulo 7).

Outro é o preço da geração térmica, de US\$ 40.00/MWh, escolhida como alternativa à crise pela possibilidade de implementação rápida. O teórico inglês David Ricardo observou, no século XIX, ao estudar os custos de produção dos alimentos, que os preços tendem a ajustar-se pelo custo da produção adicional. O trigo produzido nas piores terras era mais caro e o seu preço acabava contaminando os de todos os demais produtores, interessados no maior lucro possível.

É baseado nesse conhecimento teórico que o professor Adilson de Oliveira conta com o aumento dos preços de energia elétrica até o nível do preço da produção das térmicas, o chamado custo marginal da expansão, porque o preço da produção adicional, decorrente da introdução da geração térmica a gás natural, é, como disse à Comissão, crescente e não, decrescente.

Ademais, em seu trabalho *Reforma Brasileira*, produzido em parceria com Luciano Losekann, ele aponta a redução da pressão por competição sobre os agentes do novo mercado de energia elétrica em decorrência do aumento progressivo dos níveis de coordenação setorial. Ele cita como exemplos disso a criação do Valor Normativo, pela Aneel, o mecanismo de formação de preços do MAE, operado por modelos matemáticos, e o avanço empreendido pelo Governo com o Programa Prioritário de Termelétrica, que define quantidades, preços e margens para a expansão.

De acordo com o estudo, este andamento da reforma sugere que o objetivo prioritário do Governo é a atração de investimentos para a expansão da oferta, ficando o objetivo de introdução da concorrência, que obviamente aumenta os riscos dos investidores, em plano secundário. Este encaminhamento será pleno de consequências no longo prazo, particularmente para os consumidores, que terão tarifas elétricas mais elevadas sem gozar dos benefícios potenciais da concorrência. O Governo poderia ter respondido ao risco do desabastecimento com medidas coerentes com a promoção da concorrência, pois o País não necessita, a curto prazo, de toda a energia contida nas 49 centrais incluídas no Programa Prioritário.

Ainda segundo o estudo citado, "...dado que as centrais (térmicas) assinarão contratos de suprimento de gás natural em uma ponta e contratos de fornecimento de eletricidade na outra, é provável que elas se declarem inflexíveis. Portanto, aplicadas as atuais regras do MAE, elas serão despachadas independentemente da situação dos reservatórios do parque hidrelétrico,

JAREGER TOGAMER

Oficinal de o alisageo e dozeiro

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 207

sendo a energia hidrelétrica utilizada apenas para suprir a demanda não atendida pelas térmicas. Nesse caso, seriam vertidas grandes quantidades de energia hidráulica (assegurada e secundária) durante alguns anos, dado o excesso de capacidade instalada". Isso resultará, evidentemente, em aumento de preço, já que a energia de origem hidrelétrica é bastante mais barata que a de origem térmica.

É forçoso concordar com tais considerações, especialmente quando se sabe o quanto de potencial hidrelétrico ainda existe no País. Belo Monte, que deverá ter capacidade de geração de 11 mil MW, irá produzir energia a um custo médio de US\$ 12,00. Nas piores condições de transmissão, essa energia pode ser colocada em São Paulo a US\$ 25,00, em 2008 – apenas para oferecer um dado comparativo.

O professor Adilson de Oliveira disse à Comissão, contudo, que a energia gerada por térmicas a gás é a energia mais barata disponível no mercado hoje, desde que as centrais sejam operadas em regime de complementação às hidrelétricas. É que, como o combustível responde por metade do custo da geração térmica a gás, se for usada em regime de complementação, apenas 25% do tempo, seu preço será de US\$ 27,00/MWh.

O professor Pinguelli Rosa também defende a utilização das térmicas em regime de complementação. Assim, sugere a revisão do regime *take or pay* de fornecimento de gás natural, para que as térmicas possam funcionar apenas quando não se dispuser de reservas hídricas.

Mas para Adilson de Oliveira é necessária, a médio prazo, uma redefinição do modelo, destinada a incentivar a expansão da oferta, já que, segundo ele, na forma atual, isso não acontece. Incentivar a expansão constitui o melhor mecanismo para reduzir os custos de abastecimento de energia elétrica e ter energia a baixo custo, vantagem comparativa que o Brasil sempre teve.

4.9 O mercado competitivo e a atuação das empresas estatais

É preciso referir outro problema em relação à formação dos preços da energia elétrica no Brasil que precisa ser solucionado. Trata-se do correto funcionamento do Mercado Atacadista de Energia, hoje paralisado. O País precisa que ele funcione para que os novos empreendimentos, como as térmicas Eletrobrás e Macaé Merchant, ambas no Rio de Janeiro, possam vender a energia que produzem.

A Aneel interveio no MAE para colocá-lo em funcionamento e estava se conseguindo colocar a contabilização em dia, para posterior liquidação. Contudo,

paradoxalmente, um recurso judicial da Eletrobrás, inconformada com decisão do Comitê do Mercado Atacadista, referendada pela Aneel, sobre o direito de comercialização de excedentes de energia de Itaipu que ela reivindica, paralisou novamente o Mercado.

Esta é a segunda vez que uma empresa estatal emperra o funcionamento do Mercado. A primeira vez foi quando Furnas, respaldando-se no atraso da entrada em funcionamento de Angra II, se recusou a obedecer às regras do mercado e recomprar energia ao preço do MAE para honrar seus compromissos de entrega de energia, como já mencionado. É desnecessário comentar os efeitos nefastos que fatos como esses produzem sobre a confiança dos investidores.

De acordo com o Dr. Valfrido Ávila, presidente da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica, é imprescindível a concretização do MAE, com as garantias necessárias de funcionamento, para que possa haver competitividade e atratividade para os investidores. Para ele, o mercado livre é condição *sine qua non* para que os investimentos se concretizem.

O Diretor-Geral da Aneel também aponta outra função importante para o MAE, que é poder permitir a comercialização dos excedentes de produção dos autoprodutores, forma importante de estímulo à expansão da oferta por meio da co-geração, uma forma bastante eficiente de produção de energia elétrica.

Como se vê, a formação do preço da energia elétrica depende enormemente das condições de mercado e das decisões e ações de Governo. Essas últimas, sobretudo, são imprescindíveis para que se chegue ao difícil ponto de equilíbrio em que o preço não onera excessivamente o bolso do consumidor, remunera adequadamente os investidores, atraindo-os para a realização dos empreendimentos necessários, e garante qualidade satisfatória ao serviço de energia elétrica.

Na contramão disso, o preço também determina e orienta o mercado, sobretudo quando existe controle sobre as tarifas. O assunto, como se viu, é complexíssimo, tem uma quantidade enorme de variáveis e envolve muitos interesses poderosos, como os das empresas do setor, privadas e estatais, os do empresariado do setor produtivo e os da própria população, de grande peso em regimes democráticos. Assim, o assunto requer muito conhecimento, equilíbrio e capacidade de negociação.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 209

PARTE 004132

atuação do e a direção de redação

0000412/8/200104834

4.10. Recomendações

1. É fundamental realizar um profundo estudo sobre os custos das empresas distribuidoras de energia elétrica, caracterizadas como de serviço público. O conhecimento sobre os preços praticados nos demais países do mundo, sobretudo nos que têm uma estrutura setorial semelhante à nossa, bem como dos custos das empresas nacionais, permitirá decisões corretas no futuro;
2. Promover amplo estudo sobre os subsídios existentes, de maneira a equacionar, de forma equilibrada, duas questões: o estímulo a que os consumidores livres promovam a competição no mercado e a definição de subsídios adequados para a população de baixa renda, ou até para setores considerados importantes para a indústria nacional. De qualquer sorte, há sinais de saturação no aumento de tarifas residenciais;
3. Subsídios devem ser retirados dos preços do setor para que não interfiram na correta formação de preços de energia elétrica. O Congresso Nacional deve definir os subsídios a serem mantidos e as fontes adequadas de recursos, para que sejam rateados entre os contribuintes e não entre os consumidores de energia elétrica. O Governo começou a proceder dessa forma em relação aos preços do gás natural, retirando os subsídios e distribuindo o "vale-gás" para a população de baixa renda;
4. A decisão sobre o destino da energia velha deve ser tomada de maneira bastante estudada e, assim que possível, comunicada ao mercado, para que não seja elemento inibidor de investimentos;
5. O controle estatal das tarifas deve centrar-se na promoção da expansão e da qualidade do serviço prestado, em combinação com a modicidade da tarifa;
6. A independência da Agência Nacional de Energia Elétrica, que precisa ser entendida como órgão de Estado e não de Governo, deve ser preservada, de maneira que ela possa cumprir adequadamente suas funções em relação a tarifas, à fiscalização e, quando necessário, à punição dos agentes, mesmo os estatais;
7. A carga tributária incidente sobre um meio de produção como a energia elétrica deve ser moderada, daí porque se recomenda o reexame das alíquotas dos tributos em vigor, notadamente do ICMS. O exame, no

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 210

[Assinatura]

- entanto, requer cautela, por tratar-se de fator de grande influência na arrecadação dos estados;
8. O rateio dos encargos setoriais também deve ser reexaminado, para que se alcance uma distribuição proporcional e adequada entre os seus pagantes;
 9. O funcionamento do Mercado Atacadista de Energia é fundamental para a formação de preços realistas, devendo, portanto, ser concretizado o mais rápido possível.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial e de Inquérito

FL. 211.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

13
000412/8/200104834

5 Eficiência energética e fontes alternativas de energia

5.1 Antecedentes

A crise de energia elétrica, que se tornou pública em maio de 2001, foi um verdadeiro choque para o País, acostumado a suprimento abundante e barato. E, naturalmente, a crise tem sido vista sobretudo a partir da perspectiva da escassez de energia elétrica. Por isso, a reação inicial da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) foi a de priorizar o racionamento da demanda e o aumento da oferta de forma emergencial. Só num segundo momento, já em julho, é que a GCE criou o Comitê Técnico para Eficientização do Uso da Energia, com o objetivo de propor medidas para conservação e racionalização do uso de energia elétrica.

Na realidade, contudo, a energia elétrica é apenas uma das formas possíveis de energia e as dificuldades ocorridas em 2001 despertaram a sociedade para a necessidade de reexaminar toda a questão dos usos da energia e, em particular, da energia elétrica.

Observa-se, em todo o mundo, uma crescente preocupação com o uso mais eficiente da energia. Essa tendência tornou-se mais forte sobretudo a partir dos choques do petróleo, em 1973 e 1979, que representaram para muitos o primeiro alerta de que as fontes energéticas convencionais não seriam para sempre abundantes. Várias nações intensificaram as pesquisas e os investimentos voltados para o uso eficiente das fontes convencionais de energia e a diversificação das fontes, com ênfase nas renováveis. O interesse pelas fontes renováveis foi ainda maior em função da preocupação com a poluição.

O Brasil, privilegiado por ter um potencial hidrelétrico invejável, não priorizou a racionalização do consumo e a diversificação das fontes. Afinal, a energia elétrica de fonte hidráulica era renovável, limpa e abundante. Para contornar a questão da escassez e da instabilidade de fornecimento do petróleo, criou-se o Programa do Alcool (Proálcool) e também um programa de incentivo à substituição de óleo por eletricidade em aplicações térmicas⁴. Mas não se foi muito além. E, com o passar dos anos, à medida que diminuía a preocupação com o petróleo, até o próprio Proálcool foi sendo deixado de lado.

⁴ Programa de eletrotermia apoiado em tarifas especiais (Energia Garantida por Tempo Determinado – EGTD, Energia Excedente para Produção de Bens Exportáveis – EPEX, e Energia Sazonal Não Garantida – ESNG), que viabilizaram economicamente os investimentos necessários para efetivar a substituição.

Hoje em dia, contudo, fica cada vez mais difícil ignorar a questão da eficiência. Se as fontes energéticas não forem usadas de forma eficiente, a própria competitividade internacional dos empreendimentos nacionais fica comprometida. Reduzir o desperdício e a ineficiência costuma sair muito mais barato que investir em aumento de oferta.

Há ainda outro elemento importante a considerar. Se o País quer de fato universalizar o acesso à energia elétrica, é imprescindível reduzir custos. As populações em áreas rurais ou remotas estão claramente sem condições de arcar com os altos preços da energia elétrica. Essas populações só serão incorporadas ao setor se encontrarmos alternativas criativas e eficientes de suprimento.

A busca da eficiência precisa ocorrer tanto do lado do consumo quanto da oferta. A racionalização do consumo requer medidas de conservação e de estímulo ao uso mais eficiente de cada forma de energia produzida. Já a eficiência do lado da oferta envolve o aproveitamento mais eficiente das fontes convencionais de energia e a busca de fontes alternativas economicamente viáveis.

5.2 Eficiência no consumo de energia

O objetivo da racionalização do consumo é o de combater o desperdício e a ineficiência para que se possa assegurar um dado nível de conforto e de produção com uma quantidade menor de energia. Apesar de a crise manifesta em 2001 ter se referido à energia elétrica, este capítulo mostra claramente que a necessidade de racionalização se aplica a todas as formas de consumo de energia. Por isso, a política energética nacional deve estimular a migração para comportamentos e produtos mais eficientes, em todos os setores, independentemente de questões conjunturais como a alta de preços do petróleo ou a escassez de energia elétrica.

No caso da energia elétrica, que tem peso tão importante na economia do País, a racionalização é particularmente importante pois o consumo *per capita* já é tão baixo que não é justo pedir mais sacrifícios à população nem comprometer o desenvolvimento econômico por falta de energia. Por outro lado, a crise energética deixou claro que é enorme o desperdício de eletricidade no País.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

PL. 213



1A23033 004422

Comissão Especial de Inquérito

0412j8/200104834

5.2.1 A estrutura atual de consumo

Ainda é muito disseminado no Brasil o uso ineficiente das diversas fontes energéticas. Por um lado, gera-se eletricidade usando fontes e tecnologias inadequadas. Por outro lado, utiliza-se a eletricidade para fins nos quais outras formas de energia seriam mais apropriadas.

Um exemplo do primeiro caso é a utilização do gás natural unicamente para gerar eletricidade, com grande desperdício de calor. Essa prática já foi considerada o equivalente a se usar o mogno como lenha num churrasco. Um exemplo do segundo caso é o uso da eletricidade para aquecer água, quando seria muito mais eficiente usar energia solar.

O uso do gás natural unicamente para gerar eletricidade é um exemplo que tem vindo muito à tona recentemente por causa do Programa Prioritário de Termelétricas, mas há muitos outros, conforme nos mostra o Balanço de Energia Útil (BEU), publicado pelo Ministério de Minas e Energia em 1995. Esse é o estudo mais recente sobre a utilização de energia no Brasil.⁵ O trabalho foi inicialmente elaborado com dados de 1983 e depois atualizado em 1993.

O Quadro I apresenta os usos finais das diversas fontes energéticas que compõem a matriz energética nacional e também o peso das perdas observadas no aproveitamento de cada uma dessas fontes. Apesar de os dados estarem muito agregados, algumas tendências ficam bem nítidas.

Quadro I - Usos finais dos principais energéticos (mil tEP)

Energia	Usos Finais						
	Força Motriz	Calor de Processo	Aquecimento direto	Outras	Perdas	Total	Perdas/Total (%)
Gás Natural/Gás/GLP	18.0	754.9	5270.7	0.0	3.971.4	10.015.0	39,6
Carvão Vegetal/Lenha/Produtos da Cana	0.0	9.702.4	4.926.3	0.0	16.383.3	31.012.0	52,8
Eletricidade	8.739.7	1.352.4	1.466.1	1.702.9	5.764.1	19.025.2	30,2
Óleo Combustível	276.9	4.487.7	2.340.4	0.0	2.891.0	5.996.0	48,2
Gasolina/Querosene/ Diesel /Alcool	13.724.2	101.7	94.9	0.2	24.816.0	38.737.0	64,1
Outros	0.0	2.386.1	6.083.3	0.0	4.105.5	12.575.0	32,6
Total	22.758.8	18.785.2	20.181.7	1.703.1	57.931.4	121.360.20	47,7

⁵ O Balanço de Energia Útil é um modelo para análise do consumo energético de um país considerando os usos específicos da Energia Final e os rendimentos típicos de cada uma dessas utilizações, com ênfase no uso industrial. O Balanço permite uma visão global do uso dado à energia no Brasil e da eficiência média das principais formas de utilização nos diversos setores de atividades.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 214

O Quadro I permite identificar, por exemplo, que:

- gasolina, querosene, diesel e álcool são usados quase que exclusivamente para força motriz e são os que apresentam o percentual mais elevado de perdas.
- carvão vegetal, lenha e produtos da cana são utilizados sobretudo para geração de calor de processo mas também para aquecimento direto. Apresentam o segundo percentual mais elevado de perdas.
- a eletricidade tem dois terços de sua utilização destinada à geração de força motriz e um terço dividido entre calor de processo, aquecimento direto e outros. Apresenta o menor percentual de perdas.
- gás natural, GLP e gás urbano são usados preponderantemente em aquecimento direto e apresentam percentual de perdas entre os mais baixos.

Na tentativa de identificar com um pouco mais de detalhamento as áreas onde a ineficiência é maior, o Balanço de Energia Útil apresentou um cálculo do potencial de economia que seria obtido com a utilização mais eficiente da energia no País.

Quadro II - Potencial de economia de energia final por setores e por tipos de uso final (mil tEP)

Setores	Usos Finais						Total
	Força Motriz	Calor Processo	Aquecimento Direto	Iluminação	Eletroquímica	Outros	
Energético	128.7	608.6	0.0	10.1	0.0	0.0	747.4
Residencial	109.1	0.0	2.466.1	616.8	0.0	0.0	3.192.0
Comercial	19.3	0.0	0.0	122.1	0.0	0.0	141.4
Público	15.3	0.0	0.0	329.5	0.0	0.0	344.8
Agropecuário	181.0	0.0	0.0	10.3	0.0	0.0	191.3
Transporte	3.665.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.665.2
Transporte Rodoviário	3.166.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.166.6
Industrial	86.1	742.0	2.060.3	40.4	128.6	0.0	3.057.4
Total	4.204.8	1.350.5	4.626.5	1.129.1	128.6	0.0	11.339.50

JANUÁRIO 2000

Comissão Especial de Inquérito

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 215.

Conforme se depreende do Quadro II, o setor de transportes, principalmente o segmento de transporte rodoviário, é aquele que apresenta o maior potencial de economia. Vale lembrar que o potencial estimado se refere apenas ao uso de motores mais eficientes, pois o modelo do BEU não permite avaliar a economia que adviria da racionalização dos transportes de passageiros ou de cargas (com o maior uso de transportes coletivos), da racionalização do trânsito, do maior uso de transporte de carga intermodal, etc.

O segundo setor com maior potencial de economia de energia é o residencial. Nesse caso, as maiores economias ocorreriam devido a melhoramentos no aquecimento direto (fornos e fogão domésticos) e na iluminação. Apesar de seu uso estar em franco declínio, os fogões a lenha, por sua grande ineficiência, concentram o maior potencial de economia. Mas é também significativa a ineficiência associada ao chuveiro elétrico, passível de substituição pelos sistemas de aquecimento solar de água. Quanto à iluminação, o aumento da eficiência pode ser obtido naturalmente pelas forças de mercado, com um eventual apoio de medidas normativas ou de incentivos econômicos para favorecer a substituição de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes.

A indústria é o terceiro setor com maior potencial de economia. Nesse caso, quase a metade da economia será devida a melhoramentos no setor de siderurgia, em particular em aquecimento direto. A conservação de energia na indústria depende, basicamente, das forças da economia. Fatores que favorecem a conservação são: custos realistas dos energéticos, juros baixos para investimentos em conservação, estabilidade econômica e confiança no mercado.

Os setores de transportes, residencial e industrial representam conjuntamente 88% do potencial de economia de energia em geral. Há ainda outro setor onde o potencial de economia é significativo, o setor público, notadamente na área de iluminação.

5.2.2 Como aumentar a eficiência no consumo de energia elétrica

Em termos de energia elétrica especificamente, o desperdício é enorme, tanto na esfera do usuário final quanto na transmissão e distribuição, e por isso os projetos de eficiência energética costumam focalizar as seguintes áreas:

SENADO FEDERAL
Comissões Especializadas e de Inquérito

FL. 216

a) conservação da energia

Para a conscientização da população quanto à importância de conservar a energia, é preciso ampliar e diferenciar as campanhas de informação, com estratégias que privilegiem a cultura local, e, ao mesmo tempo, eliminar, ou pelo menos reduzir, as distorções de preços que impedem o consumidor ou industrial de conhecer o verdadeiro custo da energia consumida.

Na área industrial, um dos procedimentos que mais economiza insumos energéticos é a chamada co-geração, uma modalidade de processo industrial que permite, com um mesmo combustível, gerar energia elétrica e vapor para uso industrial. Na verdade, o subproduto é o calor, que pode se apresentar de diversas outras formas, como ar comprimido, água quente, ar frio, água fria etc.

Em todo gerador não hidrelétrico, por maior que seja a sua eficiência, a maior parte da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Trata-se de uma limitação física que não pode ser contornada, independentemente do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão etc.) ou do tipo de motor (à explosão, turbina a gás ou a vapor). Numa termelétrica de ciclo combinado, por exemplo, que é a tecnologia mais eficiente disponível, aproveita-se no máximo 50% da energia contida no combustível.

Por isso, faz todo sentido colocar esse gerador térmico dentro de uma indústria ou instalação comercial que possa aproveitar o subproduto calor (na forma de vapor, água quente ou frio) nos seus processos produtivos. Ao somar as duas energias obtidas – a eletricidade e o calor – chegamos à eficiência de 75% ou até 90%, que é muito melhor do que os 50% de eficiência numa térmica de ciclo combinado. A economia como um todo ganha ao consumir de forma mais eficiente um volume reduzido de combustíveis e ao evitar as perdas físicas inerentes ao processo de distribuição.

Outro importante instrumento na luta em prol da eficiência é o estímulo às chamadas ESCOs, empresas de serviços de conservação de energia, já bastante atuantes em outros países. Essas empresas realizam investimentos em projetos de eficiência energética, assumindo a responsabilidade por todas as fases do projeto, financiando os custos de investimentos e sendo remuneradas com a economia de energia obtida nos projetos. Mas, enquanto o mercado para produtos eficientes não estiver consolidado, as ESCOs não apresentarão capacidade financeira compatível com o perfil dos projetos de eficiência energética. Portanto, precisarão ser favorecidas com linhas de financiamento, com taxas de juros e prazos de amortização compatíveis com os projetos de eficiência energética. Além disso, para criar condições estruturais favoráveis aos negócios nessa área, será preciso

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 217

encontrar quem possa oferecer, para as operações, um aval técnico e um aval financeiro que seja aceito como garantia pelo agente financeiro.

O Governo já vem há anos atuando no sentido de promover a conservação. Podemos ressaltar as seguintes iniciativas:

1. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), criado em dezembro de 1985 pelos Ministérios de Minas e Energia e da Indústria e Comércio e gerido por uma Secretaria Executiva subordinada à Eletrobrás. Em 18 de julho de 1991, o PROCEL foi transformado em Programa de Governo, tendo suas abrangência e responsabilidade ampliadas.

Seu objetivo é o de promover a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica, eliminando os desperdícios e reduzindo os custos e os investimentos setoriais. Busca melhorar a qualidade de produtos e serviços, reduzir os impactos ambientais e fomentar a criação de empregos. O Programa utiliza recursos da Eletrobrás, da Reserva Global de Reversão (RGR) – fundo federal constituído com recursos das concessionárias, proporcionais ao investimento de cada uma. Utiliza, também, recursos de entidades de fomento internacionais.

Os seguintes indicadores mostram os resultados das ações do PROCEL no período de 1994/2000.

Quadro III – Resultados do Procel no Período 1994-2000

Ano	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Investimentos aprovados (R\$ milhões)*	9,5	30	50	122	50	40	26
Energia economizada/geração adicional (GWh/ano)	344	572	1.970	1.758	1.909	1.862	2.300
Redução de demanda na ponta (MW)	70	103	293	976	532	418	640
Usina equivalente (MW)**	80	135	430	415	440	420	530
Investimento evitado (R\$ milhões)	160	270	860	830	880	840	1.060

* Não incluindo os custos com pessoal da Eletrobrás/Procel e incluindo os recursos da RGR.

** Ganho obtido a partir da energia economizada e geração adicional, considerando um fator de capacidade típico de 56% para usinas hidrelétricas e considerando 15% de perdas médias na transmissão e distribuição para a parcela de conservação de energia.

Fonte: site www.procel.gov.br/

O PROCEL estabelece metas de redução de desperdícios que são consideradas no planejamento do setor elétrico para dimensionamento das necessidades de expansão da oferta de energia elétrica e transmissão. As metas de longo prazo do Programa estão consignadas no Plano 2015. Prevêem uma redução de demanda da ordem de 130 bilhões de kWh em 2015, evitando a instalação de 25.000 MW (cerca de duas usinas de Itaipu). O ganho líquido para o País será de

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 218

R\$ 34 bilhões. O Procel vem trabalhando para que as perdas na transmissão/distribuição das concessionárias se reduzam dos atuais 17% para 10%. Espera-se também que usuários venham a consumir menos 11% de energia elétrica em função do aumento da eficiência energética nos aparelhos elétricos por eles utilizados.

2. Programas e financiamentos concedidos pela Eletrobrás. A empresa disponibiliza recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para financiamento de medidas de conservação de energia elétrica.

3. Estímulos à co-geração:

No Brasil, o potencial da co-geração tem sido até agora muito pouco aproveitado. Para tentar dar impulso à adoção desse processo, o Governo concedeu:

- a) isenção de IPI na compra de equipamentos;
- b) facilidades para o desenvolvimento de esquemas de *project financing* concedidas pelo Decreto 2003/96;
- c) autorização, para o produtor independente que opera usinas térmicas no sistema integrado ou em sistemas isolados, de, em determinadas condições, utilizar o mecanismo de ressarcimento do custo de combustíveis instituídos na Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente (Decreto 2003/96);
- d) estabelecimento de condições especiais para comercialização temporária de energia elétrica oriunda de excedentes de centrais de cogeneradores, autoprodutores e centrais geradoras de emergência (Resolução Aneel nº 170, de 4 de maio de 2001). As condições especiais aplicaram-se até 31 de dezembro de 2001. A partir dessa data, as centrais geradoras interessadas em continuar a comercialização de energia elétrica deverão se adequar às regras vigentes, em particular à Resolução Aneel nº 112, de 18 de maio de 1999.

b) eficiência dos aparelhos elétricos

Busca-se estimular a adoção de tecnologias e procedimentos mais eficientes nos processos industriais, na iluminação, no desempenho de eletrodomésticos, entre outros. As indústrias de eletrodomésticos de linha branca, por exemplo, estão investindo em novos lançamentos que enfatizam a eficiência

energética. Acreditam que, com investimentos em tecnologia, seja possível oferecer produtos até 40% mais eficientes.

As principais iniciativas nesse campo são:

1. Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 – A Lei obriga concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica a aplicarem, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final.

Por outro lado, o contrato de concessão firmado pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a Aneel estabelece obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica.

Além disso, a resolução da ANEEL nº 242/98 estipula que, dos 25% dos recursos a serem aplicados em eficiência, pelo menos 10% deles devem estar vinculados a projetos no segmento residencial, 10% no segmento industrial e 10% em prédios públicos. No chamado lado da oferta, que corresponde aos demais 75% dos recursos, 30% no caso do sistema interligado e 10% para as regiões Norte e Nordeste devem estar vinculados a projetos que visem a melhoria do fator de carga dos sistemas.

Para orientar a aplicação desses recursos, a ANEEL, contando com a consultoria do Procel, criou o Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, cujas diretrizes são aquelas definidas na Lei nº 9.991 e em resoluções da Aneel específicas para eficiência energética. Para cumprir suas obrigações contratuais, as concessionárias devem apresentar um conjunto de projetos que compreenderão seu Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica e que buscam o incremento da eficiência no uso e na oferta de eletricidade.

2. Lei nº 10.295, de 18 de outubro de 2001 – Programa de Conservação. Estabelece níveis máximos de consumo específico de energia para máquinas e aparelhos elétricos fabricados ou comercializados no País.

3. Programas de estímulo à reconversão tecnológica. O PROZON – Programa Brasileiro de Combate à Produção de Substâncias que Destroem a

Camada de Ozônio do Protocolo de Montreal, vem realizando a conversão tecnológica de diferentes setores da indústria nacional, privilegiando o uso de tecnologias limpas e a racionalização energética, implicando em economia de energia e ganhos de competitividade em âmbito internacional. Existe também um programa para micro, pequenas e médias empresas cujo objetivo é melhorar o acesso a treinamento, capacitação e financiamento.

4. Programa Reluz - Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente. O programa é desenvolvido em conjunto pela Eletrobrás e pela Aneel, sob a coordenação do MME. Ao promover a eficiência energética, o programa reduz a demanda por energia e, conseqüentemente, as despesas municipais com eletricidade.

5. Diferentes programas e projetos do Ministério da Ciência e Tecnologia, apoiados pela FINEP e CNPq, têm suas diretrizes políticas definidas de modo a incentivar o desenvolvimento de tecnologias limpas, eficiência energética e energias renováveis.

c) melhora do fator de carga

Para melhorar o fator de carga, é imprescindível adotar medidas que desloquem parte da demanda para fora do horário de ponta do sistema. As distribuidoras podem usar limitadores de demanda ou oferecer tarifa diferenciada e/ou outras alternativas.

Além disso, o fator de carga pode ser melhorado indiretamente, via o estímulo ao uso de outras formas de energia que não a eletricidade. Um dos melhores exemplos é a substituição do chuveiro elétrico pelo aquecimento solar da água. Como o chuveiro elétrico é usado principalmente nos horários de pico, sua substituição não só libera energia elétrica para outros fins como ainda melhora o fator de carga.

Já há no Brasil uma variedade de projetos implantados. Na Bahia, por exemplo, mais de 150 hotéis e pousadas usam coletores solares para aquecimento de água em substituição ao chuveiro elétrico. Por outro lado, a CEMIG já participou de projetos que disponibilizam sistemas de aquecimento solar para unidades residenciais de baixa renda. Destaca-se a implantação em Belo Horizonte de mais de 900 edifícios residenciais com aquecimento solar de água, incluindo ainda soluções tecnológicas competitivas para clubes e unidades industriais.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

0412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 221

Também a Caixa Econômica Federal, em abril de 2001, autorizou a implantação de tecnologia para utilização de aquecimento solar nos empreendimentos por ela financiados. Além disso, disponibilizou R\$ 100 milhões para financiamento de equipamentos de aquecimento solar em empreendimentos de baixa renda. A expectativa é de que os recursos sejam suficientes para atender a cerca de 150 mil unidades residenciais populares. O objetivo é fazer com que a compra do equipamento caiba no orçamento familiar. Prevê-se que o acréscimo na prestação seja inferior ao valor equivalente da redução na conta de energia (25 a 30%).

d) redução de perdas

O objetivo é reduzir gradativamente os índices de perdas físicas de energia elétrica nos sistemas de distribuição e transmissão. As empresas do setor direcionam seus investimentos prioritariamente para áreas que operem em regime de sobrecarga e que apresentem elevados índices de perdas técnicas. Busca-se o aprimoramento de processos e o desenvolvimento de novas tecnologias.

Além disso, uma das melhores saídas para evitar as inevitáveis perdas na transmissão e distribuição é o estímulo à geração distribuída. A geração distribuída é definida como sendo aquela realizada dentro ou perto dos centros de carga (de consumo). Normalmente, refere-se aos geradores elétricos situados junto ou perto dos centros de carga, com potências iguais ou inferiores a 30 MW. Inclui cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, aquecedores solares de água, centrais eólicas, painéis fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

A geração elétrica perto do local de consumo foi a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente. Com o aperfeiçoamento dos transformadores e das linhas de transmissão com tensões cada vez mais elevadas, surgiram economias de escala importantes, que levaram ao desenvolvimento de geradores com potências cada vez maiores, atingindo os limites práticos de eficiência. Com isso, a geração em unidades centralizadas praticamente dominou o processo de produção de eletricidade.

A partir das crises do petróleo e da introdução do conceito de competição no serviço de energia elétrica, surgiu um clima de concorrência que passou a estimular todos os potenciais elétricos com custos competitivos. A geração distribuída passou a ter o seu valor reconhecido. Em relação à geração central, tem a vantagem de economizar investimentos em transmissão, reduzir as perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, melhorar a estabilidade técnica do serviço de fornecimento de energia elétrica e ainda ter prazo de maturação de projetos relativamente curto (menos de 1 ano).

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

00412/8/200104834

FL. 222

Uma importante iniciativa do Governo no sentido de reduzir perdas foi a criação do PCH-COM, programa destinado a viabilizar a implantação ou revitalização de pequenas centrais hidrelétricas. Como uma das principais dificuldades enfrentadas pelos empreendedores de PCH é a obtenção de financiamento, a idéia do programa é prover garantia de receita (via contrato de compra de energia assinado com a Eletrobrás) para que o BNDES possa oferecer financiamento com base na receita garantida.

5.3 Eficiência na oferta de energia

O Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo. Se, de um lado, as reservas de combustíveis fósseis são relativamente reduzidas, de outro, os potenciais hidráulicos, da irradiação solar, da biomassa e da força dos ventos são suficientemente abundantes para garantir a auto-suficiência energética do país. Mas, para tanto, é preciso buscar com seriedade a eficiência.

Do lado da oferta de energia, são três os principais caminhos que conduzem a uma maior eficiência.

Em primeiro lugar, é preciso usar de maneira cada vez mais eficiente as fontes convencionais. No caso do Brasil, o petróleo e a hidroeletricidade. Essa eficiência deve ser entendida não só como a aplicação de tecnologias mais avançadas de extração e produção, senão sobretudo uma maior atenção ao meio ambiente. Projetos que provocam ou podem provocar grandes estragos na natureza inevitavelmente enfrentam enormes dificuldades na hora de conseguir a licença ambiental, o que atrasa sua implantação e onera os custos de investimento. E aqueles que já estão em operação correm o risco de ter de pagar enormes indenizações e ainda serem paralisados.

Em segundo lugar, é importante promover o uso mais intenso de fontes convencionais ainda pouco utilizadas. O exemplo que vem à mente no caso do Brasil é o gás natural, já tão amplamente difundido em vários outros países.

Em terceiro lugar, é preciso olhar com mais atenção para as fontes renováveis alternativas. Apesar de ainda caras e relativamente pouco desenvolvidas tecnologicamente, elas constituem importante complemento às fontes convencionais e, portanto, elementos de estabilidade do sistema elétrico nacional. Constituem uma forma de seguro da sociedade brasileira contra aumentos repentinos na tarifa de energia.

JARSON OGAMI

Relatório de Atividades - 2001

01 am0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 223



5.3.1 Fontes convencionais

5.3.1.1 A hidreletricidade

O Brasil caracteriza-se por um setor elétrico com alta preponderância de hidreletricidade, conforme ilustram os Quadros IV e V.

Quadro IV - Oferta de eletricidade por fonte de energia - TWh

Fonte	1970	1980	1990	1999	Fonte/Total (%)
Carvão Natural	1,4	2,6	2,8	8,2	2,2
Derivados de Petróleo	3,7	5,2	5,3	13,7	3,6
Gás Natural	0,0	0,0	0,7	2,0	0,5
Urânio	0,0	0,0	2,2	4,0	1,0
Hidroeletricidade	39,8	128,9	206,7	292,9	78,7
Outras	0,8	2,6	5,1	11,5	3,1
Importação Líquida	-0,0	-0,2	26,5	39,9	10,7
Participação do Investimento Estatal	42,0	131,0	210,9	308,4	82,8
Total	45,7	139,2	249,4	372,2	

Fonte: Balanço Energético Nacional

Quadro V - Participação das hidrelétricas na capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil

ANO	Capacidade instalada		Participação na Geração (%)
	GW	(%)	
1970	9.088	79,3	
1980	25.584	81,6	97,93
1990	44.900	91,6	96,84
1999	59.548	89,4	95,24
2001*	62.409	83,3	89,65

* Dado mais recente, de maio de 2002.

Fonte: Banco de Informação de Geração, Aneel, obtido no site www.aneel.gov.br

JANUÁRIO 2002

atuação da Comissão Especial de Inquérito

00412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

224

[Assinatura]

O Brasil está atualmente com um total de 74.876 MW instalados e calcula-se que, nos próximos dez anos, o País precisará de 40 mil MW a mais. O Plano Decenal de Expansão 2000/2009, preparado pelo GCPS, prevê taxa de crescimento do consumo de 4,7% ao ano.

Segundo a Aneel, o Brasil tem ainda um potencial hidrelétrico adicional de 260 mil MW, sendo que, destes, 162 mil MW já estão inventariados. A hidroeletricidade é ainda uma fonte muito atraente. Prova disso é que o Programa Indicativo de Licitação de Usinas Hidrelétricas, conduzido pela Aneel, tem tido muito sucesso. Só no ano de 2001, a Aneel fez duas licitações. Em 28 de junho licitou 8 hidrelétricas com capacidade instalada de 2.289 MW e em 30 de novembro licitou mais 11 hidrelétricas com capacidade prevista de 2.666 MW. Nessa última licitação, todas as licenças foram vendidas com ágios superiores a 1000%.

O Brasil é um país privilegiado por dispor de potencial hidrelétrico tão vasto, uma vez que a hidroeletricidade é uma fonte relativamente barata. O preço médio está na faixa de US\$ 25 a US\$ 30 e as usinas antigas, já amortizadas, têm um custo de US\$ 10 a 20. Conforme indica o Quadro VI, esse preço é muito barato se comparado com a energia produzida a partir de derivados de petróleo e de fontes alternativas.

Quadro VI - Preços da energia elétrica a partir de fontes diversas

Fontes Energéticas	Estimativa de Custo*		Preço no Brasil US\$/MWh
	R\$/MWh	US\$/MWh (US\$ 1.00 = R\$ 1,96)	
Competitiva (Hidroeletricidade e Termoeletricidade)	36,85	72,35	22-30
Termelétrica Carvão Nacional	38,13	74,86	37-45
Pequenas Centrais Hidrelétricas	40,39	79,29	
Biomassa e Resíduos	45,77	89,86	
Eólica	57,15	112,21	50-70
Solar Fotovoltaica	134,63	264,12	
Usina a Gás Natural maior que 350 MW	46,46	91,06	25-40
Usina a Gás Natural menor que 350 MW	54,28	106,40	25-40
Nuclear			54-65

* Estimativa de Custo tomando como referência o Valor Normativo estabelecido na Res. Aneel nº 22, de 1.2.2001. Essa Resolução já foi revogada pela Res. Aneel nº 248, de 6.5.2002, que acaba com o Valor Normativo diferenciado por fonte energética. Ainda assim, os valores da Res. 22 servem como parâmetro para os custos de produção no país.

circulou em 11 de março de 2003

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 225

Mas, conforme ficou evidenciado a partir da crise energética de 2001, mesmo que se consiga investir o necessário em transmissão e distribuição, o País não pode continuar confiando num suprimento barato de hidreletricidade. A hidreletricidade não poderá suprir toda a energia necessária nas diferentes regiões do País, nem no curto nem no longo prazo.

As hidrelétricas melhores, as mais próximas dos centros de carga, as mais rentáveis já foram construídas. E, depois de tantos anos de investimento em P&D, não há muito que as tecnologias possam nos oferecer de novo em termos de produção. Como bem o disse o Presidente da Petrobrás em depoimento à Comissão em 19 de junho de 2001, uma grande quantidade de oferta adicional só virá do norte com custos ambientais elevadíssimos, inundações significativas de terras e custos de transmissão elevados. Calcula-se que, para os projetos futuros, cerca de metade dos custos serão atribuíveis a gastos com transmissão, distribuição e instalações gerais.

A hidreletricidade é também muito vulnerável ao regime de chuvas. Se não houver uma interligação entre regiões com regimes pluviométricos diversos ou então uma complementação com outras fontes, pode haver deplecionamento dos reservatórios, como aconteceu nos últimos anos. Quando isso ocorre, o País pode precisar de 2 ou 3 anos para recompor o nível dos reservatórios, mesmo com chuvas razoáveis.

Além disso, as hidrelétricas, sobretudo as maiores, têm um impacto ambiental significativo. Os grandes reservatórios podem inundar áreas extensas e exigir a realocação de milhares de moradores. No Brasil, há vários exemplos de grandes impactos socioambientais decorrentes de empreendimentos hidrelétricos. É o caso de Tucuruí e Balbina, na Amazônia, e de Sobradinho, no Nordeste.

Por outro lado, a própria água, tão abundante no passado, hoje já é disputada, sobretudo em regiões densamente povoadas ou em regiões como o Nordeste, onde só há um grande rio. A energia elétrica não terá mais prioridade absoluta no uso da água como foi o caso até muito recentemente. A Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, determina que o uso da água será decidido pelo Comitê de Bacia Hidrográfica e que o uso da água para fins de geração de energia não poderá preceder a satisfação de outros usos que são a dessedentação humana e animal, a navegação, a irrigação e outros. Potencialmente, a água pode vir a encarecer relativamente mais que a energia.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 226

JAR2024 004452

01/08/2001 10:00:00

004412/8/200104834

17

Por fim, as grandes hidrelétricas exigem muito capital e longo tempo de execução. Diante das dificuldades do setor público em arcar com esses volumosos investimentos e da recusa do setor privado de aceitar prazos tão longos e riscos igualmente grandes, será preciso criar uma forma de reunir o público e o privado nesses grandes empreendimentos.

Portanto, embora a água deva permanecer ainda por muitos anos a principal fonte para geração de energia elétrica, o setor precisará cada vez mais estar atento às exigências do meio ambiente e a novas formas de associação do capital público e privado. Esses são os desafios a serem enfrentados para que o setor hidrelétrico alcance maior eficiência.

5.3.1.2 O gás natural e outras fontes fósseis

O Brasil já vem há anos procurando intensificar o uso do gás natural, seguindo uma tendência que se observa em muitas partes do mundo. A iniciativa mais importante nesse sentido foi o Programa Prioritário Termelétrico (PPT), instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Esse plano prevê a construção de 49 centrais termelétricas, a maioria a gás natural, que teriam uma capacidade nominal prevista de aproximadamente 16 GW. Atualmente há 32 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de 2.830 MW. Em construção há 14 centrais, com capacidade de geração de 6.857 MW.

O Programa oferece estímulos ao setor privado para que implante essas geradoras. As usinas têm garantido a) o suprimento de gás por 20 anos, b) a aplicação do Valor Normativo à distribuidora por até 20 anos e c) o acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, do BNDES.

Apesar dos estímulos, o Programa não teve o êxito esperado, sobretudo em razão de uma série de indefinições quanto a preço e volume disponível do gás natural. Muitas dessas indefinições foram eventualmente sanadas pela Câmara de Gestão da Crise no decorrer do ano de 2001, conforme analisado no capítulo 7.

Mas, mesmo que sanadas essas indefinições, o programa de estímulo ao gás, em sua concepção original, ainda enfrentava sérias dificuldades. Por ter sido adotado em condições emergenciais, sem um planejamento cuidadoso, ele era marcado por considerável inflexibilidade, com graves consequências em termos de eficiência energética. A Petrobrás vendia o produto sob o regime de *take or pay* e o PPT previa que o gás seria destinado quase que exclusivamente à geração térmica

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

om0412j8/200104834

FL. 227.

em ciclo combinado. O resultado é que ficava praticamente inviabilizada a utilização mais eficiente desse combustível, a saber, na co-geração e na complementação flexível da energia hidrelétrica. Além disso, como as térmicas deveriam funcionar de forma contínua, em períodos de pluviosidade favorável, com hidreletricidade abundante, elas continuariam gerando energia mais cara enquanto se vertia água nos reservatórios das hidrelétricas.

Muitos depoimentos na Comissão demonstraram que o gás seria muito melhor aproveitado se uma parcela fosse destinada em regime de *take or pay* e outra parcela em regime interruptível, para exatamente complementar a hidreletricidade.

O professor Pinguelli Rosa, da UFRJ, em depoimento no dia 21 de junho, exemplificou essa linha de ação com a Usina de Belo Monte. Disse ele que a futura usina terá uma variação hidráulica brutal. "A fio d'água vai de 11 GW, quase igual a Itaipu, a menos de 4 GW. Se quisermos utilizar Belo Monte, se for construída - acredito que deva ser -, precisaremos de muito gás natural entrando e saindo. Para isso, deve haver um mercado alternativo para o gás natural." Ou seja, para que se possa construir a usina com um mínimo de impacto ambiental, sem um reservatório grande como é a tradição brasileira, o gás natural poderá ser usado para complementar a energia quando variar o fluxo.

Se as térmicas forem operadas em regime de complementação à energia hidrelétrica, elas constituem a forma mais barata de se fazer essa complementação. Isso porque, do custo total cobrado pela energia elétrica de origem térmica,⁶ da ordem de US\$ 40, cerca de US\$ 20 correspondem ao custo do gás. Se for possível reduzir o consumo de combustível a apenas 25% do tempo, o custo da energia elétrica gerada cai para US 27, preço inferior ao das alternativas existentes.

O problema é que a regulamentação atual não induz as térmicas a usarem energia secundária, interruptível. Isso precisaria ser corrigido. A alternativa é encontrar novos usos para o gás, mais eficientes, e desenvolver um mercado alternativo viável que possa absorver o gás naqueles períodos em que o País não precisar tanto da geração térmica. Outros países já estão investindo fortemente na co-geração e na chamada microenergia, uma tendência global de geração de energia para unidades descentralizadas e eficientes. A microenergia fundamenta-se no uso de células de combustível e microturbinas movidas basicamente a gás natural.

⁶ Segundo informações contidas no Plano Decenal de Expansão 2000/2009, "As UTEs a gás natural tiveram seus custos unitários de instalação estimados em 400 US\$/kW, fator de capacidade máximo de 90% e os custos de operação e manutenção foram fixados em 2,5 US\$/MWh (variável) e 8 US\$/kw/ano (fixo) e custos de combustível de 2,42 US\$/MMBTU (gás para as regiões S/SE/CO) e de 2,38 US\$/MMBTU (gás para a região NE).

Apesar de seu potencial, o uso do gás natural no Brasil não é isento de problemas. Conforme ficou claro no decorrer das audiências realizadas na Comissão Mista, essa política tem uma série de inconvenientes. Em primeiro lugar, como o gás é importado, o balanço de pagamentos sofre uma sobrecarga extra e o País ainda fica vulnerável a preços determinados no exterior. Em segundo lugar, as centrais a gás precisam de volumes enormes de água para o sistema de resfriamento, o que gera problemas ambientais, sobretudo em regiões mais densamente povoadas, onde já há uma escassez relativa de recursos hídricos. Além disso, apesar de o Governo ter aprovado Medida Provisória que estabiliza o preço do gás em moeda nacional, esse preço ainda continua muito alto. E, segundo os ditames da teoria econômica do custo marginal, esse preço alto irá redundar numa alta dos preços da energia elétrica em toda a economia.

Outros derivados de petróleo também estão sendo usados de formas menos eficientes. O Brasil subsidia o diesel e com isso estimula a hipertrofia do transporte rodoviário. Não fosse esse subsídio, talvez o País tivesse uma malha ferroviária eficiente. Por outro lado, privilegia-se a produção de diesel e de gasolina quando ambos poderiam ser substituídos em grande medida pelo álcool e pelo biodiesel, produtos limpos, renováveis e produzidos no País em reais.

Cabe também fazer menção ao carvão mineral, cujas reservas no Brasil concentram-se nos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. Seu uso energético tem sido bastante restrito por causa dos altos teores de cinza e enxofre, que levam a uma combustão pouco eficiente e a danos ambientais. A queima de carvão provoca a emissão de material particulado e gases poluentes que, além de prejudicarem a saúde humana, levam à formação da chamada chuva ácida, responsável por alterações na biodiversidade e outros efeitos deletérios.

Mas seu aproveitamento poderia ser incentivado pelo uso de tecnologias limpas (*clean coal technologies*) que tornam a combustão mais eficiente e asseguram a redução das emissões de material particulado e óxidos de enxofre e nitrogênio a padrões aceitáveis do ponto de vista ambiental. A incorporação dessas novas tecnologias poderá significar o uso mais extenso e mais eficiente do carvão no Brasil.

5.3.2 Fontes alternativas

Diante das limitações à expansão do suprimento de energia hidrelétrica e das restrições de ordem econômica e ambiental ao uso dos combustíveis fósseis, torna-se indispensável diversificar a matriz energética.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

PL. 229

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

PL. 229/2001

Uma produção mais descentralizada e diversificada tem naturalmente a vantagem de reduzir a vulnerabilidade do País à malversação de fundos e também a erros de planejamento e de formulação de política. Se a matriz energética for mais diversificada, haverá menos probabilidade de crises como a do desabastecimento de derivados de petróleo ou racionamento de energia elétrica.

Com uma produção de energia mais descentralizada, equivalente ao que se denomina de geração distribuída, o País precisa investir muito menos em linhas de transmissão (como ocorre com a energia hidrelétrica) e em dutos (como ocorre com o gás da Bolívia).

c) desenvolvimento econômico mais equitativo e socialmente inclusivo

A geração de energia a partir das fontes alternativas tende a envolver mais mão-de-obra nacional e, por conseguinte, gerar renda para um número maior de famílias. No caso do projeto do biodiesel, por exemplo, poderia se envolver um grande número de famílias carentes do semi-árido nordestino na produção de óleos vegetais que seriam transformados não apenas em biodiesel mas também em adubo orgânico. Para as famílias carentes, dependentes muitas vezes de cestas básicas do governo, a produção desses óleos, e em particular, da mamona, representa uma oportunidade única de geração de renda. O desenvolvimento econômico da região evitará que essas famílias sejam tentadas a deixar a área rural e engrossar a fileira de "refugiados" que acorrem às cidades.

Por outro lado, na medida em que áreas remotas e/ou carentes têm acesso a fontes energéticas, será possível promover o desenvolvimento local integrado e sustentável dessas áreas e reter o homem no campo. O benefício não é unicamente econômico, mas sobretudo social e ambiental. A democratização da energia (universalização) significa a inclusão social de enormes contingentes da população que até agora foram marginalizados. Estima-se que há hoje, no Brasil, cerca de 20 milhões de pessoas que ainda não têm acesso à eletricidade.

Uma outra importante consequência dessa descentralização e da produção de energia a partir de recursos naturais integralmente nacionais é o incentivo a uma indústria nacional e ao desenvolvimento tecnológico nacional. Com o uso crescente da biomassa, dos óleos vegetais, da energia eólica e da energia solar, por exemplo, é certo que se desenvolverão no País importantes indústrias para fornecimento dos equipamentos. Por outro lado, haverá um inevitável estímulo à pesquisa nacional e à absorção de novas tecnologias. Assim como

PARSONS CORP.

atuação sob a supervisão da Comissão

000412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 232

aconteceu com todas as fontes usadas até hoje, à medida que se difunde o uso de um determinado produto, mais pesquisa é feita e mais se aperfeiçoa a tecnologia. Com o tempo, teremos tecnologias cada vez mais eficientes e baratas nesse setor e as fontes alternativas se tornaram progressivamente mais competitivas, dispensando os estímulos especiais que se fazem necessários agora.

d) melhoria no balanço de pagamentos

As fontes alternativas, sobretudo se forem desenvolvidas de forma eficiente, com absorção de tecnologias modernas, ensejarão atividades econômicas que podem gerar divisas. É o caso de biodiesel, que vem despertando bastante interesse na Europa. O álcool como combustível é outro exemplo. E a grande vantagem desses produtos é que não requerem uma importação vultosa de equipamentos e tecnologia: quase tudo é produzido dentro do país.

Além disso, na medida em que as fontes alternativas possibilitam o uso mais eficiente da água, para irrigação, por exemplo, podem viabilizar a expansão de importantes atividades econômicas, como a fruticultura no vale do rio São Francisco. A fruticultura desenvolvida nos perímetros irrigados do São Francisco abrange uma área de 99 mil hectares, produz 1 milhão e 787 mil toneladas e tem um valor bruto de produção da ordem de R\$ 745 milhões. Foram esses os dados trazidos pelo Fernando Almeida, presidente da Valexport, em depoimento à Comissão Mista. A fruticultura no vale do São Francisco é um exemplo claro de uma atividade que traz desenvolvimento econômico para uma região até então carente, gera uma renda significativa e bem distribuída e ainda representa uma significativa fonte de divisas para o País.

e) independência energética nacional

Dado que as fontes alternativas baseiam-se em recursos nacionais e não correm o risco de ter suas reservas esgotadas, quanto maior o peso dessas fontes na matriz energética nacional, menor a vulnerabilidade a crises externas. Por outro lado, essas fontes têm papel importante na complementação e universalização dos serviços de energia.

As fontes alternativas são tão promissoras que importantes pesquisas e novos projetos estão sendo promovidos pelas grandes empresas energéticas. A Petrobrás e a CVRD, por exemplo, apresentaram projetos ambientais para

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

0412/8/200104834

PL 233

investidores e pesquisadores, por ocasião das negociações de Kyoto. As empresas poderão participar, dentro do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do protocolo, de projetos de reflorestamento para resgate de carbono, por exemplo. A Petrobrás já avisou que, até 2003, investirá US\$ 1,3 bilhões em 3 mil novos projetos ambientais. Em energias renováveis e combustíveis mais limpos como biodiesel, biomassa e energia solar, a Empresa destinará US\$ 25 milhões por ano até 2005.

Por fim, apesar de as fontes alternativas serem uma solução para médio e longo prazo, não para o curto prazo, e apesar de estarem ainda em estágio incipiente, particularmente no Brasil, é importante trilhar nessa direção para que, a longo prazo, uma proporção crescente da produção energética brasileira possa advir dessas fontes. O Brasil tem a singular chance de, por uns 20 ou 30 anos, conseguir implantar mais hidreletricidade enquanto as fontes alternativas se consolidam como opções plenamente competitivas. Entretanto, é preciso começar.

5.3.2.1 As fontes alternativas no Brasil

Os projetos envolvendo fontes renováveis alternativas no Brasil seguem duas grandes vertentes. Há primeiramente os projetos voltados exclusivamente para a produção de energia em regiões isoladas, com o objetivo de universalizar o acesso à energia. É o caso dos sistemas fotovoltaicos, da biomassa energética, da energia eólica e das hidrelétricas isoladas. Eles são importantes do ponto de vista da inclusão social de populações até hoje marginalizadas.

Uma das iniciativas mais importantes nesse campo é o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), instituído em dezembro de 1994, e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Seu objetivo é o de atender às localidades isoladas, não supridas de energia elétrica pela rede convencional, obtendo energia de fontes renováveis locais, de modo a promover o desenvolvimento auto-sustentável, social e econômico dessas localidades. Deseja-se promover uma rápida evolução da situação predominantemente assistencial atual para uma situação em que o mercado se encarregará de satisfazer a demanda de serviços energéticos. Os levantamentos realizados pelos estados e pelas concessionárias de energia elétrica sinalizam a existência de cerca de 100 mil comunidades desassistidas e mais de 3 milhões de propriedades rurais sem energia, representando cerca de 20 milhões de pessoas impossibilitadas de participar dos processos de desenvolvimento social e de crescimento econômico do País.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 234

Até o momento, o Programa tem promovido em especial a utilização da energia solar fotovoltaica. Para o período 1996-1999, estima-se que tenham sido atendidas mais de 2 mil comunidades; contemplando mais de 500 mil pessoas, com a energização de escolas, postos de saúde, centros comunitários, sistemas de bombeamento de água, e outros benefícios coletivos, de cunho predominantemente social.

O Ministério da Ciência e Tecnologia vem apoiando inúmeros projetos de desenvolvimento energético, por intermédio dos Fundos Setoriais de Energia, Petróleo e Gás, Mineração, Hidro, e Agronegócios, e de diferentes Programas de suas agências de fomento ao desenvolvimento científico e tecnológico. Espera-se que, com a evolução da pesquisa, essas soluções venham a se tornar cada vez menos caras.

No caso da energia solar fotovoltaica, por exemplo, a Dra. Ivonice Campos, Coordenadora de Ações de Desenvolvimento Energético do Ministério da Ciência e Tecnologia, adiantou à Comissão que a expectativa é a de que, num prazo de cinco anos, o custo dessa energia seja de apenas 20% do valor atual. Já existem hoje investidores interessados em produzir coletores solares fotovoltaicos em Minas Gerais e na Amazônia.

Em segundo lugar, há os projetos destinados a produzir energia para sistemas interligados, em contexto de complementaridade energética. São os projetos que mais impacto têm na solução do déficit energético do País. Embora haja um consenso de que a matriz energética brasileira deve continuar predominantemente hidrelétrica, sabe-se que há a necessidade de diversificar as fontes energéticas que irão complementar a hidreletricidade. E é justamente quanto à futura participação de cada uma dessas fontes na matriz energética que há considerável desacordo, devido, sobretudo, à precariedade das informações disponíveis. A falta de informações oficiais sobre a biomassa, por exemplo, deve-se em grande medida ao fato de que se trata de fonte energética dispersa, cujo uso tradicional é muito ineficiente e associado a problemas de desflorestamento e desertificação. Já no caso da energia eólica, a falta de valores mais consensuais sobre o potencial dessa fonte deve-se à escassez de dados de medição e às diferentes metodologias empregadas. São apresentadas no quadro a seguir algumas previsões sobre geração futura, divulgadas pela Eletrobrás (Plano Decenal), pelo Fórum Permanente de Energias Renováveis, em sua Declaração de Recife 1998, e pelo Dr. Luis Otávio Koblitz, da Escola de Engenharia de Pernambuco, em sua exposição perante a Comissão Mista do Congresso Nacional.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 235



SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

04/12/8/200104834

Quadro VIII - Estimativa de capacidade de geração futura de energia elétrica

(em MW)

Fontes e processos energéticos	Produção atual	Plano Decenal (até 2009)	Fórum de energias renováveis (até 2005)	Koblitz
Grandes hidrelétricas	74.368			16.000
Geração Ciclo Combinado				8.000
Co-geração Industrial/ Comercial	2.614	6.300 (até 2204)		8.000
Biomassa	1.269**	1.175 (até 2004) + 1.175 (até 2009)	3.000 (bagaço-de-cana) 1.000 (resíduos de papel e celulose) 250 (lenha) 150 (óleos vegetais)	8.000 (potencial é de 15.000 a 20.000)
Shopping Centers		350 MW/ano até 2004		
Pequenas Centrais Hidrelétricas			2.500	4.000 para as quatro fontes*
Carvão				
Eólica			1.000	
Nuclear				
Solar			50 (fotovoltaica) 3 milhões m ² de captação termo-solar	

* O Dr. Koblitz agrupou as quatro fontes e apresentou uma estimativa única.

** Dado obtido do Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

a) Biomassa

Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica que pode ser utilizada na produção de energia. Embora apresente eficiência reduzida, a grande vantagem da biomassa é que seu aproveitamento pode ser feito pela combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão corte/quebra etc.), por processos termoquímicos (gaseificação, pirólise e liquefação) ou processos biológicos (digestão anaeróbica e fermentação).

Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 1999, a participação da biomassa na produção de energia elétrica corresponde a 3%, dividida entre o bagaço de cana (1,2%), resíduos de papel e celulose (0,8%), resíduos agrícolas e silvícolas (0,6%) e lenha (0,2%). O uso da biomassa concentra-se em sistemas de co-geração, sobretudo no setor sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo. Em janeiro de 2001, havia registro de 175 termelétricas a biomassa em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de 1.647 MW. A geração efetiva de

energia elétrica é da ordem de 1000 MW. A grande maioria das usinas (151) queima bagaço de cana.

Apesar do alto valor energético do bagaço, ele é pobremente utilizado nas usinas, sendo geralmente incinerado na produção de vapor de baixa pressão (20 kgf/cm²). Quase toda a energia gerada é consumida dentro das próprias usinas, já que não há estímulos para que essa energia seja absorvida pelo sistema interligado. No início da década de 90, concessionárias públicas de eletricidade de São Paulo assinaram um acordo com os produtores de açúcar e álcool com o propósito de comprar eletricidade excedente até um total de 300 MW de capacidade, ao custo marginal de geração. Quando da assinatura, em julho de 1992, esse valor era de US\$ 41/MWh. Mais recentemente, esse valor foi revisado pelas concessionárias e reduzido para apenas US\$ 32/MWh, o que é insuficiente para atrair novas adesões. Seria de todo conveniente definir um preço mínimo de compra competitiva, para viabilizar as tecnologias mais eficientes.

O Proálcool foi criado formalmente em 1974 e tornou-se mais ativo a partir de 1979. Quando o programa surgiu, a única preocupação do Governo era substituir a gasolina. O País dispunha de um grande programa de hidrelétricas e o uso da biomassa deveu-se principalmente à necessidade de dar fim aos resíduos de bagaço de cana. Durante esses mais de vinte anos, apesar de inúmeros esforços, nunca se conseguiu implementar em larga escala programas eficientes de uso do bagaço de cana. Mas seria fundamental a definição de uma política energética para a produção de álcool.

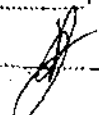
O desperdício é enorme. Segundo dados apresentados pelo Dr. Jayme Buarque de Holanda, Diretor do Instituto Nacional de Eficiência Energética, a safra de cana de açúcar em 1999 continha 32 milhões de toneladas equivalentes de petróleo mas, depois da colheita e da transformação em álcool, continha apenas 7 milhões de toneladas equivalentes de petróleo. Isso significa que 25 milhões de toneladas equivalentes de petróleo foram desperdiçados, como consequência da baixa eficiência das tecnologias empregadas.

E, no entanto, a biomassa pode desempenhar um papel fundamental na solução do déficit energético brasileiro, inclusive por tratar-se de solução viável a curto prazo. O Dr. Bautista Vidal, pesquisador, durante sua apresentação à Comissão Mista, também apresentou dados impressionantes. Informou que, se forem feitos investimentos para permitir que as caldeiras possam operar com 60 atmosferas de pressão, o bagaço de cana poderá produzir 4.300 MW, o equivalente a um terço da energia de Itaipu, sem necessidade de novas linhas de transmissão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 237



JAREGH COALFE

Comissão Especial de Inquérito

Dom0412/8/200104834

Além de permitir um rápido aumento na geração de energia elétrica, a biomassa tem ainda outras grandes virtudes. A primeira é a de que o período de colheita da cana-de-açúcar coincide com o de estiagem das principais bacias hidrográficas do parque gerador hidrelétrico. Essa complementaridade poderá aumentar muito a eficiência de todo o sistema. Outra vantagem é que o setor sucro-alcooleiro promove o desenvolvimento: gera muitos empregos (só emprega menos que a construção civil), ajuda a fixar o homem no meio rural, usa tecnologia genuinamente brasileira e gera divisas via exportação, além de manter amplo programa de desenvolvimento social (saúde).

A biomassa também caracteriza-se por notável flexibilidade. É possível usar uma série de outras fontes além do bagaço de cana, como a madeira, resíduos de papel e celulose, casca de arroz e de castanha de caju, óleo de dendê e lixo urbano. O uso do lixo urbano é particularmente promissor, pois o que é hoje encarado como problema pode se tornar solução.

O Dr. Bautista Vidal, por exemplo, defendeu entusiasticamente o uso do gás de madeira. Afirmou que, se plantarmos florestas energéticas e usarmos turbinas de alta eficiência, podemos produzir uma Itaipu de energia elétrica em São Paulo, com custo zero de linha de transmissão. A promoção das florestas energéticas permitiria ainda levantar a agricultura brasileira, recobrir e refertilizar o solo e garantir a umidade essencial para os rios sobreviverem.

Há no Brasil toda uma gama de projetos inovadores usando as mais diversas fontes energéticas. O Programa Bioenergia do Amazonas (PROBIOAMAZON), está sendo desenvolvido em assentamentos do Incra com o propósito de produzir cerca de 500 mil toneladas de dendê, a serem aproveitadas não só pelas indústrias que consomem o dendê (alimentos e cosméticos), mas principalmente na geração de energia elétrica e transporte. Antecipa-se que cada lavrador possa auferir uma renda mensal de R\$ 600.

Já o Programa Brasileiro de Bio Combustíveis (Biodiesel) propõe produzir este combustível a partir de óleos vegetais oriundos das diferentes regiões do País e de etanol para substituir a importação de diesel. No semi-árido nordestino, uma das possibilidades é cultivar mamona e transformá-la em biodiesel e adubo orgânico. Segundo o Senador Alberto Silva, a idéia é atrair para esse programa os atuais inscritos nas frentes de emergência.

Os equipamentos atualmente em uso na indústria sucro-alcooleira já estão com cerca de 20 anos e está chegando o momento de substituí-los. Se os produtores sentirem que essa energia será valorizada, que poderá ser absorvida na rede interligada, terão todo o interesse em investir em tecnologias mais eficientes. Basta que recebam uma garantia de compra da energia a preços justos. Só assim poderemos alcançar o potencial descrito por Bautista Vidal e Suani.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

0412/8/200104834

FL. 238

O Governo Federal tem recentemente dado mais atenção ao uso da biomassa. No caso da geração de energia em sistemas isolados, a Resolução Aneel nº 245, de agosto de 1999, autoriza a remuneração da energia de biomassa pelo valor da geração elétrica à base de óleo diesel ou óleo combustível evitado. Por esse mecanismo, que subsidia usinas de biomassa por até 8 anos, os produtores de eletricidade a partir de resíduos orgânicos podem receber valores variando de US\$ 60,00 a US\$ 120,00 por MWh, conforme a distância e o custo do óleo diesel ou combustível substituído na usina.

Além disso, o BNDES dispõe de R\$ 250 milhões para financiar a produção de energia elétrica a partir de biomassa e também tem um programa de incentivo à co-geração com financiamentos para o setor sucro-alcooleiro. Já existe implantado um programa específico para diversos tipos de co-geração, utilizando bagaço de cana, casca de arroz e sobras de madeira. Segundo informações prestadas pelo Ministro José Jorge à Comissão, são usinas que geram de 5 a 20 MW e têm grande potencial, principalmente em São Paulo e no Nordeste.

Embora haja um número significativo de projetos sendo iniciados e submetidos, inclusive para solicitação de financiamento, a previsão de geração de excedentes de energia é muito inferior ao potencial que poderia ser viabilizado.

Segundo a Dra. Suani Coelho, do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), como as concessionárias compram a energia de biomassa a um preço muito baixo, são viabilizadas apenas as produções que usam tecnologia mais barata, porém antiquada e ineficiente. Além disso, o volume do financiamento disponibilizado pelo BNDES para usinas de co-geração com bagaço de cana é considerado muito pequeno – apenas R\$ 250 milhões – e os juros cobrados são muito altos, o que também só viabiliza projetos baseados em tecnologias ineficientes. É por isso que, para projetos aprovados até julho de 2001, teremos um excedente gerado de 150 MW, quando o potencial técnico seria de até 320 MW, usando tecnologias que existem no mercado nacional e que já são comercializadas. Faltam, portanto, legislação e políticas que incentivem a adoção das tecnologias mais eficientes e a incorporação dessa energia à rede interligada.

b) Eólica

Outra alternativa energética que vem despertando crescente interesse no País e está em franca expansão no exterior é a energia eólica. No Brasil, ela é especialmente competitiva por causa da qualidade, da velocidade e da constância dos ventos. Em particular, não temos aqui tufões, o que assegura a ampliação da vida útil dos equipamentos instalados.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 239



JAN 2003
Comissão Especial de Inquérito

00412/8/200104834

Há atualmente apenas 20 MW de energia eólica instalada, mas as estimativas do potencial, embora divergentes, são muito promissoras. Como os dados são ainda precários e é preciso fazer muitas extrapolações, as duas instituições que empreenderam um mapeamento do potencial no Brasil, o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e o Centro de Pesquisas da Eletrobrás (CEPEL), chegaram a estimativas bem diversas. O CBEE calcula um potencial de 60.000 MW enquanto o CEPEL calcula esse potencial energético em torno de 140.000 MW. Seja como for, o Dr. Armando Abreu, Diretor da Brasil Energias Solar e Eólica, e o Dr. Koblitz, baseados no mapeamento feito pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica, acreditam que seja possível instalar cerca de 10.000 MW num prazo de 10 anos sem provocar perturbações em termos técnicos na rede elétrica e sem impactos relevantes na tarifa.

A energia eólica ainda é relativamente cara (US\$ 50-70/MWh) mas seu preço deve cair rapidamente. Nos países do Hemisfério Norte, onde a indústria está consolidada, o custo é de US\$ 30 por MWh e essa energia está se tornando cada vez mais competitiva. Com o aumento da escala de operações e o avanço tecnológico, o mesmo ocorrerá no Brasil. E mesmo com o preço ainda alto, o impacto nas tarifas será insignificante. O Dr. Armando Abreu calcula que cada 1000 MW implantados têm um impacto de apenas 0,25% na tarifa média nacional. Os 10.000 MW a serem implantados nos próximos 10 anos teriam, portanto, um impacto na tarifa de apenas 2,5%. Vale lembrar que Itaipu, devido a várias peculiaridades, tem um impacto, em termos de tarifa média nacional, de 5,2%.

Essa fonte pode ser muito importante para o País pois uma central eólica exige investimentos relativamente modestos (da ordem de US\$ 800 a 1200 por kW instalado) e sua instalação é rápida. Uma usina de tamanho razoável pode ser implantada em cerca de 18 meses, mas usinas menores podem ser instaladas em questão de 6 a 8 meses a partir de dados dos ventos.

Outra virtude da energia eólica é que, no Nordeste especificamente, a época de maiores ventos coincide com o período em que o rio São Francisco tem menos água. A energia eólica poderá servir como excelente complemento à energia de origem hidráulica.

A energia eólica, assim como a biomassa, tem também a vantagem de promover o desenvolvimento. Segundo dados de outros países, apresentados pelo Dr. Armando, uma capacidade instalada de 1.000 MW corresponde, em termos médios, à criação de 10 mil empregos diretos e indiretos. Por outro lado, mesmo nas atuais condições de desenvolvimento da indústria nacional, que não está devidamente aparelhada e voltada para a energia eólica, já é possível, num projeto eólico, ter um índice de nacionalização de 50%. Em pouco tempo, toda a tecnologia estará disponível no Brasil, e será possível a curto e médio prazo produzir

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais de Inquérito

FL. 240

todos os componentes necessários. Surgirá toda uma indústria nacional para fabricar as torres e os próprios geradores. Hoje já temos, em São Paulo e no Ceará, uma indústria eólica que, em 2001, exportou aerogeradores e pás.

c) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

As pequenas centrais hidrelétricas, limitadas a 30 MW, são também uma excelente alternativa para o País. Em janeiro de 2001, havia 249 PCHs, responsáveis por 1.462 MW de potência instalada. Incluindo os aproveitamentos com capacidade igual ou inferior a 1.000kW (micro e mini centrais hidrelétricas), o número de aproveitamentos sobe para 350, e a potência instalada para 1.522 MW.

Devido ao tamanho reduzido, as PCHs provocam um impacto ambiental muito menor que as grandes hidrelétricas. Também implicam investimentos muito menores e têm a grande vantagem de já estarem geograficamente distribuídas, o que reduz presumivelmente a necessidade de linhas de transmissão.

Entre as chamadas fontes alternativas, as Pequenas Centrais Elétricas são as que até hoje têm sido mais favorecidas. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, oferece-lhes uma série de estímulos: (a) requer dos aproveitamentos entre 1.000 e 30.000 kW apenas a autorização da Aneel, (b) concede às PCHs, em regime de produção hidráulica independente ou auto-produção redução de pelo menos 50% nas tarifas de transmissão e distribuição (as que entrarem em operação até 2003 terão isenção total desse pagamento) (c) oferece-lhes as vantagens técnicas e econômicas da operação interligada (d) dá-lhes o direito de comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja igual ou superior a 500 kW, e (e) concede isenção do pagamento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos. Os produtores independentes também têm o direito de comercializar diretamente sua energia com cargas inferiores a 500 kW (Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995). O autoprodutor pode comercializar seus excedentes eventuais e temporários. Além disso, a Resolução nº 245/99, da ANEEL, estabelece o rateio da Conta de Consumo de Combustível (CCC) (por 72 meses) para usinas em sistemas isolados que substituírem os derivados de petróleo por fontes renováveis.

Mais recentemente, foi criado o Programa PCH-COM, que incentiva a produção de energia pelas PCHs conectadas ao sistema interligado. Baseia-se numa parceria entre a Eletrobrás, que garante a compra da energia via PPAs, e o BNDES, que concede o financiamento.

Mas as PCHs não têm gerado o que se esperava. Ressentem-se da falta de mecanismos de financiamento e de exigências ambientais muitas vezes irrealistas. São tratadas como se fossem usinas grandes enquanto que no resto do

LEGISLAÇÃO

SENADO FEDERAL

attribution to the original author(s)

Comissões Especiais e de Inquérito

0412/8/200104834

FL. 241

... mundo as pequenas centrais são consideradas energia verde, energia limpa. Às vezes, o custo dos estudos ambientais e a espera de 4 ou 5 anos para a liberação podem inviabilizar um empreendimento.

d) Energia solar térmica

No momento, o uso mais promissor para a energia solar é na produção de calor, por meio do uso de coletores e/ou concentradores solares. Os coletores são mais usados em aplicações residenciais e comerciais, para o aquecimento de água. Os concentradores se destinam a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor.

O Brasil tem hoje 1,3 milhões de metros quadrados de coletores solares para aquecimento de água, atendendo a 260 mil residências. Isso representa 1,15 m² de coletores por mil habitantes. Em Israel esse número é de 67 e na Áustria, país não ensolarado como o nosso, é de 17,5, o que mostra o potencial ainda não aproveitado no País.

O impacto da energia solar sobre o déficit energético pode ser muito importante, pois, além de diminuir sensivelmente a carga no horário de ponta, permite uma economia significativa de energia elétrica. A Dra. Ivonice, do Ministério da Ciência e Tecnologia, calculou que cada m² de coletor solar instalado permite evitar anualmente, em média:

- a inundação de cerca de 56m² para geração hidrelétrica;
- consumo de 66 litros de diesel;
- consumo de 55 quilos de GLP;
- consumo de 73 litros de gasolina; e
- consumo de 215 quilos de lenha.

Afirmou também que o custo por kW instalado de um aquecedor solar é da ordem de US\$ 255 enquanto que o custo equivalente para uma termelétrica, sem levar em conta a transmissão e distribuição, é da ordem de US\$ 1000 por kW instalado.

Como o Brasil já detém o domínio da tecnologia e possui indústrias nacionais que podem fornecer todo o equipamento necessário, o aquecimento solar representa também um forte estímulo ao desenvolvimento e à geração de empregos.

0041432
original de 1-15100432-00000000

00412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 242

Algumas instituições vêm tomando medidas de incentivo às fontes alternativas. A CEMIG, por exemplo, tem um programa de financiamento do aquecimento solar para produção de água quente em substituição ao chuveiro elétrico. A empresa dá cerca de 20% do valor do investimento no sistema de aquecimento solar e fornece um contador adicional para energia complementar com uma tarifa 30% menor do que a tarifa convencional. Já a CEF investiu R\$ 100 milhões em projetos de aquecimento solar em residências de baixa renda. E, graças a uma negociação com a Associação Brasileira de Refrigeração, Ventilação, Ar Condicionado e Aquecimento (Abrava), conseguiu reduzir para apenas R\$ 550 o custo unitário dos sistemas de aquecimento de 200 litros por dia (que podem atender famílias de 5 a 8 pessoas).

Faltam, no entanto, mais medidas que estimulem o consumidor a adotar essa nova tecnologia. A instalação do chuveiro elétrico (cerca de R\$ 15,00) ainda é muito mais barata que a de um sistema de aquecimento solar (cerca de R\$ 550,00 para um coletor para residência de baixa renda) e a energia elétrica ainda não é tão cara.

Como o aquecimento solar da água permite às concessionárias gerenciar o consumo de energia no horário de ponta e assim postergar investimentos em geração e distribuição, as concessionárias poderiam estimular a adoção em larga escala dessa tecnologia se oferecessem aos consumidores a perspectiva de economizar na conta mensal de energia. Outra possibilidade é encontrar meios de facilitar a compra dos equipamentos por parte dos consumidores. Ainda outra alternativa é convencer os municípios a exigirem em suas posturas municipais que novas edificações já incluam instalações para aquecimento solar.

Por ocasião do VI Seminário Ibero-Americano de Energia Solar, calculou-se que se fossem desligados 550 mil chuveiros elétricos correspondentes a 2% do total de chuveiros, a economia atingiria 2200 MW/ano.

e) Energia nuclear

Embora a energia nuclear seja a terceira maior fonte geradora de eletricidade no mundo, evitando a emissão de consideráveis quantidades de dióxido de carbono e outros poluentes, ela tem sido vista com muitas reservas do ponto de vista ambiental. Envolve problemas de segurança e altos custos de disposição dos rejeitos nucleares, além de exigir grandes quantidades de água em seu sistema de refrigeração. O Brasil deve decidir de forma definitiva que rumo vai dar ao seu programa nuclear, particularmente em relação a Angra III, tendo em vista que grande parte dos investimentos já foram feitos.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial e de Inquérito

FL. 243.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

JB_00412/8/200104834

f) Co-geração

A co-geração é a geração sequencial em temperatura de trabalho (energia elétrica ou mecânica) e de energia térmica (calor ou 'frio') numa única queima de combustível. Embora não constitua uma fonte alternativa propriamente dita, e sim um procedimento alternativo, ela merece destaque como uma das áreas com maior potencialidades no setor energético brasileiro.

O quadro a seguir resume a importância da co-geração sob o ponto de vista da eficiência.

Quadro IX - Comparação de custos de geração de energia

Elementos de comparação		Hidrelétrica	Ciclo combinado (*)	Co-geração
01	Custo da geração US\$/kW	1.100	700	1.200
02	Custo da transmissão US\$/kW	550	200	-
03	Custo da distribuição US\$/kW	400	400	-
04	Custo das instalações gerais US\$/kW	150	150	-
05	Custo total até medição Consumidor US\$/kW	2.200	1.450	1.200
06	Perdas entre geração e Consumidor (%)	18,6	10	-
07	Fator de carga das gerações (%)	70	80	90
08	Demanda disponível na ponta para US\$ 1000	0,37kW	0,62kW	0,83kW
09	Energia média disponível para US\$ 1000	0,26kW	0,5kW	0,75kW
10	Custo da energia até consumidor US\$/MWh durante amortização/ após amortização	60/25	60/45	40/25
11	Tempo de retorno do capital (anos)	15	10	5
12	Tempo de implantação	10	2,5	1,5

(*) No ciclo combinado, há o acoplamento térmico das turbinas a gás e das turbinas a vapor. O calor necessário para a caldeira da turbina a vapor é fornecido pelos gases quentes da exaustão da turbina a gás. Mas há uma redução na eficiência térmica de cada turbina. Não obstante, este conjunto (ciclo combinado turbina a gás/turbina a vapor) resulta na termelétrica mais eficiente na conversão da energia do combustível em potência elétrica.

Fonte: "Co-geração de Energia", de Luiz Otávio Kobitz.

Conforme se depreende do quadro acima, a energia na co-geração sai mais barata para o consumidor (US\$ 1.200/kW) que a energia produzida por uma hidrelétrica (US\$ 2.200/kW). Além disso, os prazos para implantação de uma usina e para retorno no capital são significativamente menores do que os prazos correspondentes para uma hidrelétrica.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

JABGER 00AK32

otbeupit of a enioqez sésaximod

om0412j8/200104834

FL. 244

A geração simultânea de eletricidade e energia térmica possui ainda outras vantagens.

- Como o processo permite o uso de fontes energéticas convencionais (gás, óleo, carvão) ou de resíduos agro-industriais (cavacos de madeira, bagaço, palha de arroz), o cogrador pode mais facilmente se ajustar ao quadro de oferta de combustíveis e assegurar o suprimento ininterrupto de suas necessidades. Para certas indústrias (canavieira, papelaria e alimentícia) é possível, ainda, usar refugos, em substituição aos combustíveis tradicionais, para acionar as unidades de co-geração, com ganhos ainda mais importantes, pois transforma-se lixo industrial (com custo perto de zero ou mesmo negativo) em energia útil.
- Quando bem aplicada, reduz de 30 a 80% o custo da energia para a indústria.
- Além disso, se houver produção excedente de energia elétrica, essa pode se configurar como mais um apoio ao sistema elétrico, que se traduz em nova receita para a indústria.

No Brasil, o potencial da co-geração tem sido até agora muito pouco aproveitado. O processo vem sendo aplicado principalmente nas usinas de açúcar e álcool e em sistemas isolados com fraca integração com o sistema público (há poucos casos de *shopping centers* e de indústrias). Ainda é muito comum no País usar o gás simplesmente para gerar vapor e aquecer caldeira, sem gerar energia elétrica. Em janeiro de 2001, estavam registradas na Aneel 179 centrais de co-geração, perfazendo uma capacidade instalada de 2.376 MW. Dessas centrais, 143 usavam como combustível bagaço de cana, 24 queimavam combustíveis fósseis e 12 usavam outros resíduos de biomassa. No Brasil, a participação da co-geração na matriz energética não ultrapassa 4%, enquanto que em países onde há oferta de gás natural e industrialização semelhante à do Brasil, a co-geração representa entre 10 e 20% da potência instalada.

Durante o período em que o setor elétrico esteve dominado por grandes centrais elétricas que conseguiam fornecer energia barata e abundante, não houve estímulo à co-geração. Mas, a partir da reestruturação do setor elétrico, marcado pelo final da política de preços subsidiados, pela introdução de um novo modelo que incentiva a produção descentralizada quando economicamente viável e pela perspectiva de aumento na oferta de gás natural, a co-geração passou a ser mais valorizada. O aumento do risco de falta de energia elétrica aguçou ainda mais

o interesse pelas tecnologias disponíveis.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 245

fornecimento e depois vir a precisar da energia da rede. A indústria que faz uso da co-geração precisa sentir segurança de que, quando o equipamento entrar em manutenção, haverá a cobertura da rede e que a concessionária venderá a energia a um preço tolerável e não aos preços do mercado atacadista. O Dr. Mozart Siqueira Campos de Araújo, Presidente da Chesf, sugeriu, em seu depoimento à Comissão, que um projeto de co-geração é perfeito para que uma empresa de energia elétrica, como a Chesf, entre de forma minoritária, associando-se a indústrias interessadas no vapor e, eventualmente, a empresas produtoras de máquinas. Tal parceria viabilizaria muitos projetos, sem aumentar custos.⁹

5.4 Recomendações

Apesar de o Brasil já estar caminhando no sentido de estimular a eficiência em todos os sentidos, falta ainda uma política verdadeiramente nacional que promova a eficiência no consumo e na oferta de energia elétrica, bem como a adoção das fontes alternativas de energia.

1. O governo e a sociedade civil como um todo devem empenhar-se em programas educativos e campanhas de conscientização da população que levem a uma mudança nos hábitos de consumo de energia. Associado a esse esforço educativo, é imprescindível que haja uma maior disponibilização de informações consistentes e atualizadas para toda a população. Em muitos outros países, qualquer cidadão pode facilmente acessar informações sobre o uso das diversas fontes e os incentivos disponíveis¹⁰. Já no Brasil, os dados estão dispersos e muitas vezes são apresentados de forma inconsistente para os agentes do setor e de forma incompreensível para o leigo.

⁹ O ideal é que o excedente dessas gerações distribuídas seja absorvido pela rede interligada. Por isso, o Dr. Luis Pinguelli Rosa, professor da UFRJ, defende que esse tipo de projeto seja feito de comum acordo com a concessionária elétrica. Já o Deputado Salatiel Carvalho, na reunião realizada em 5 de junho de 2001, propõe que a Eletrobrás se comprometa a oferecer um PPA para o excedente de co-geração, pelo menos no caso de usinas térmicas movidas a gás, já que esse instrumento está disponível para as PCHs.

¹⁰ Vale citar dois exemplos. O primeiro é o *site* www.consumerenergycenter.org, da Comissão de Energia do Estado da Califórnia, que explica as diversas alternativas disponíveis para os consumidores e descreve os programas e incentivos existentes. O segundo *site*, particularmente informativo, é www.dcs.ncsu.edu/solar/dsire/lg_report.pdf que traz uma base de dados sobre incentivos estaduais à energia renovável nos Estados Unidos. Informa, em nível estadual, local e de concessionária, os incentivos financeiros existentes, as regras e regulamentos em vigor, e os programas de investimento comunitário.

2. Tanto em nível federal, como estadual e municipal, a legislação tem de levar em consideração as características do setor elétrico e deve ser suficientemente flexível e descomplicada para permitir uma aplicação rápida e consensual. As exigências ambientais precisam ajustar-se às possibilidades de cada empreendimento, para não servirem como pedra de tropeço.
3. É preciso haver um empenho na redução gradativa de toda uma série de distorções fiscais e institucionais que não apenas camuflam o desperdício mas também estimulam a adoção de decisões ineficientes. Há, por exemplo, subsídios ao GLP, ao diesel e à energia elétrica para uso industrial que, em muitos casos, impedem a opção por fontes ou processos mais econômicos. Escolhas eficientes só podem ser feitas se a estrutura de preços efetivamente refletir os custos para toda a sociedade. Caminha para essa direção a necessidade de eliminação e redução de distorções.

Muitas das atuais distorções estimulam o uso excessivo das chamadas fontes convencionais, tais como o diesel e a energia hidrelétrica. Mas, além disso, há distorções de preços e desigualdade de tratamento mesmo entre as diversas fontes chamadas alternativas. As PCHs, por exemplo, desfrutam, já há alguns anos, de uma série de vantagens exclusivas concedidas pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. As outras fontes alternativas não dispõem dos mesmos estímulos, o que compromete a adoção de decisões eficientes.

4. O Poder Executivo deve examinar a conveniência e a viabilidade de se criar um órgão responsável pelo estímulo à eficiência energética e a promoção das fontes energéticas renováveis alternativas. Como bem disse o Deputado Fernando Gabeira, em audiência da Comissão no dia 14 de agosto, "É preciso ter uma perspectiva estratégica de longo prazo na qual possamos definir o papel das energias renováveis, não para resolver um problema emergencial mas para assegurar a competitividade brasileira a médio e longo prazo." Para que a energia possa se tornar efetivamente um instrumento de desenvolvimento para o Brasil, o planejamento energético precisa adotar uma visão mais integrada, tanto dentro do setor quanto em relação às demais políticas seguidas pelo governo.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 248

- a) Criação de regras claras para a compra da energia gerada e previsão de seu uso na rede interligada. Em particular, é preciso que fique bem claro o preço a ser pago por cada forma de energia e quem terá de arcar com esses custos mais altos.
- b) Garantia de compra da energia – PPAs. Obrigatoriedade de compra de parte da energia produzida para que o gerador possa firmar contratos de venda por prazo relativamente longo. Esse tipo de contrato é importante por duas razões. Primeiro, para dar mais segurança aos investidores, já que o retorno do investimento pode dar-se somente a médio ou longo prazo. Segundo, para tornar mais fácil a obtenção de financiamentos. O BNDES, por exemplo, exige contratos que garantem a venda de energia por 10 a 15 anos. Até o advento da crise de 2001, PPAs eram fornecidos apenas para PCHs.
- c) Definição de descontos significativos nas tarifas de transmissão e distribuição para a eletricidade gerada a partir de fontes alternativas, à semelhança do que já existe para PCHs.
- d) Mecanismos de crédito. O BNDES, por exemplo, poderia ampliar o volume de recursos disponíveis para financiamento, dar maior visibilidade às linhas de crédito existentes e oferecer taxas de juros mais favoráveis, pelo menos para algumas finalidades ou para alguns tipos de beneficiários. No caso da biomassa, sugeriram-se inclusive taxas de juros decrescentes para tecnologias econômica e ambientalmente mais eficientes.

O Ministro José Jorge, quando esteve perante a Comissão no dia 5 de junho, afirmou que o BNDES está financiando co-geração, PCHs, energia eólica, linhas de transmissão, termelétricas etc. Infelizmente, contudo, essas linhas de crédito nem sempre são conhecidas de todos os seus beneficiários em potencial. Além disso, os recursos disponíveis podem ser claramente insuficientes, como é o caso da linha de crédito oferecida para financiamento de co-geração com biomassa: apenas R\$ 250 milhões.

Por outro lado, naqueles casos em que o BNDES não faz a operação direta com o cliente mas repassa recursos para outros agentes financeiros, (empréstimos abaixo de R\$ 7 milhões), é preciso garantir que o pequeno tomador não seja

INTERIORE GOVERNADOR

Ministério da Agricultura e Pecuária

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 250

prejudicado só por causa de seu tamanho. A Comissão ouviu reclamações de que pequenos empresários não foram contemplados com empréstimos porque os bancos a quem os recursos do BNDES foram repassados não tinham interesse em atender clientes pequenos, por causa do alto custo das transações.

Além disso, as condições de financiamento oferecidas pelo BNDES são muitas vezes rigorosas demais. Conforme salientado pelo Deputado Anibal Gomes, na reunião de 5 de junho da Comissão, o Banco, mesmo ao lidar com projetos que dispõem de garantia de compra – um PPA –, concede um empréstimo normal e hipoteca os bens do empresário, quando poderia instituir uma garantia evolutiva, com o próprio investimento se garantindo.

- e) Redução dos impostos cobrados sobre máquinas e equipamentos. O próprio Ministro José Jorge defendeu, na Comissão, a redução dos impostos sobre investimentos na área de energia, com o propósito de torná-los mais baratos.
- f) Padrões menos exigentes de serviço, em certas circunstâncias.
- g) Recursos públicos. Foi defendido na Comissão a utilização de recursos da LDO e do orçamento para estimular as fontes alternativas.
- h) Cálculo do preço das fontes alternativas incorporando créditos de carbono e outros benefícios que estão sendo negociados no âmbito do Protocolo de Kyoto. Os 1050 MW gerados pelo Proeólica, por exemplo, evitarão o lançamento na atmosfera de cerca de 3 milhões de toneladas de dióxido de carbono. Esse impacto anti-poluição pode ser importante no mercado internacional de certificados de carbono e de energia verde. Segundo informou a Dra. Ivonice, do Ministério de Ciência e Tecnologia, na Dinamarca, por exemplo, a energia eólica faz jus a um crédito de certificado de carbono, o qual é usado para reduzir o preço final dessa energia no mercado.

6. Intensificação de estímulos à adoção de tecnologias mais eficientes e o estímulo à capacitação técnica de profissionais na área.

IASBCEB OGAKBZ

otissupni su s elinckB unôctima

19 om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 251

7. Criação de condições estruturais que permitam o fortalecimento do mercado de produtos e serviços eficientes. Recomenda-se a adoção de estímulos ao surgimento de ESCOs, empresas de serviços de conservação de energia.
8. Adoção de legislação específica que introduza a modalidade de contrato de desempenho para órgãos públicos, para que eles possam contratar serviços de eficiência energética sem precisar de dotação orçamentária.
9. O melhor aproveitamento térmico da radiação solar, por exemplo, pode ser feito com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção. A chamada arquitetura bioclimática, por exemplo, facilita a absorção da radiação solar pelas edificações, reduzindo as necessidades de aquecimento/refrigeração e iluminação.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

0m0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 252

6 O uso múltiplo da água e o rio São Francisco

6.1 O uso múltiplo da água

A aplicação do conceito de uso múltiplo da água, determinado pela Lei nº 9.984, de 2000, que criou a Agência Nacional de Águas (ANA), *entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos*, tem grandes reflexos no processo de geração hidráulica de energia elétrica, que representa 84% da capacidade nacional de geração do País.

A Lei referida, além de atribuir à Agência a incumbência de *definir e fiscalizar as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos, conforme estabelecido nos planos de recursos hídricos das respectivas bacias hidrográficas* (art. 4º, inciso XII), deu-lhe poderes para *outorgar, por intermédio de autorização, o direito de uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União, observado o disposto nos arts. 5º, 6º, 7º e 8º* (art. 4º, inciso IV).

Isso significa que o uso da água para geração de energia elétrica, que antes tinha prioridade, passou a ter outro tratamento, tendo que dividir essa prioridade com outros usos, como consumo humano, irrigação e navegação. Trata-se de decisão sábia, adotada num momento em que se começa a perceber a água como um bem finito, escasso, de grande valor, dada a sua imprescindibilidade para a vida em nosso planeta.

Assim, como ressaltou em seu depoimento à Comissão Mista do Congresso Nacional o Dr. Jerson Kelman, Diretor-Presidente da Agência Nacional de Águas, cabe à Agência conciliar os interesses sobre o uso das águas. Como exemplo da importância dessa atividade, ele citou o caso recente, criado pela escassez de energia elétrica, do canal de Pereira Barreto.

Trata-se de um canal artificial, existente na hidrovia Tietê-Paraná, por onde é escoada a produção de grãos de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso do Sul. No caso de uso de toda a capacidade do reservatório da usina de Ilha Solteira para geração de energia elétrica – capacidade que representa cerca de 3% do volume armazenado na região Sudeste, de vital importância num momento de escassez de água para geração hidrelétrica –, a navegação pelo canal fica inviabilizada.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 253

Como bem disse o Dr. Kelman, não há solução que agrade a todos ou que não tenha custos. Contudo, é tarefa da ANA encontrar a solução de equilíbrio. Isso estava sendo buscado à época do depoimento, em processo de negociação entre o setor transportador e o ONS, órgão responsável pelo despacho centralizado da geração de energia elétrica, mediante adiamento do uso da água para geração para o mês de agosto, quando o pico do transporte da safra de grãos já teria ocorrido.

Neste ponto, convém abrir parênteses para lembrar que os geradores de energia elétrica não são proprietários das usinas nem da água e também não decidem quando e nem quanto vão gerar de energia elétrica. Eles têm a concessão de geração por tempo limitado, recebem a outorga de direito de uso de recursos hídricos, cujo prazo coincide com a duração da concessão para geração de energia elétrica, conforme o disposto na Lei nº 9.984, de 2000, e geram a quantidade de energia elétrica determinada pelo ONS, a quem incumbe legalmente a atribuição de despacho centralizado da geração, que é destinada a otimizar o aproveitamento do Sistema Interligado, como já se esclareceu anteriormente.

Assim, o controle da vazão dos rios, feito nas barragens das usinas hidrelétricas, é determinado pelo ONS, como descreveu o Dr. Mozart de Siqueira Campos Araújo, Presidente da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), em seu depoimento à Comissão. A Chesf, no caso do rio São Francisco, é mera executora dessa política, embora ela tenha, na prática, responsabilidades no que tange ao relacionamento com os demais usuários da água, como os irrigantes dos projetos do Vale do São Francisco, o que ficou igualmente evidenciado em seu depoimento.

Também é importante lembrar aqui, ainda que possa parecer óbvio, que a geração de energia elétrica não consome água, apenas a usa para essa finalidade, fazendo-a passar pelas turbinas. Outros usos consomem água e criam necessidades de manutenção de volumes mínimos de vazão para a tomada da água necessária para esses demais usos, criando, portanto, condicionantes importantes à atividade de geração.

Como se pode concluir, há a necessidade de conciliar os diversos interesses envolvidos, todos eles de grande importância para o bem-estar da sociedade, para o desenvolvimento regional e para o progresso nacional. Mas há casos em que o uso da água assume características especialíssimas, dadas por situações geográficas ou por questões históricas e sociais.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

000412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 254

6.2 O caso do rio São Francisco

Não foi por outra razão que a Comissão Mista encarregada de estudar o setor energético tratou com especial atenção o caso do rio São Francisco, único grande rio de uma região extremamente carente de recursos hídricos. Houve depoimentos de autoridades ligadas a esse importante curso d'água, como os do Dr. Mozart Araújo, presidente da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf); do Dr. Airson Bezerra Lócio, presidente da Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco (Codevasf); e do Dr. Fernando Bendaga de Almeida, Superintendente da Valexport, entidade que congrega exportadores de produtos da agricultura irrigada às margens do rio, que ensejaram uma discussão detalhada dos problemas do uso da água.

Mais do que isso, membros da Comissão estiveram no rio São Francisco visitando a Chesf e projetos de irrigação de alta produtividade da região, de maneira a poderem conhecer de perto a realidade do uso desse bem tão precioso e tão escasso para aquela porção do Brasil.

O que se conclui de tudo o que se viu e ouviu é que a geração de energia elétrica não pode ser considerada indefinidamente como o uso absolutamente prioritário das águas do rio São Francisco. Há outros usos, também muito nobres, que precisam ser considerados prioritários, dadas as condições de vida na região e a necessidade premente de se promover o seu desenvolvimento. Sem dúvida alguma, o consumo humano e a irrigação assumem proporções extremamente mais importantes que a geração de energia elétrica para a população da região do São Francisco, devendo ter prioridade sobre esta última função.

A área da Bacia do rio São Francisco tem cerca de 645 mil km², ao longo dos 2.700 km do rio. Este tem uma vazão média de longo prazo de 2.850 m³ por segundo, na altura da Barragem de Sobradinho, que precisa ser compartilhada por múltiplas finalidades. Para se ter uma idéia da demanda por água na região, segundo a ANA, se forem somadas as outorgas de uso da água existentes com as solicitações de outorga de uso da água chega-se a 700 m³/segundo, isso sem contar a recente polêmica relacionada com o projeto de transposição das águas do rio para outras partes do Nordeste, adiado para outra oportunidade. As outorgas existentes são de 460 m³/segundo. O uso efetivo atual dessas outorgas soma 200 m³/segundo.

De acordo com o depoimento do Dr. Mozart Araújo à Comissão Mista, de dez anos para cá se intensificou o uso das águas do São Francisco para outros fins que não geração hidrelétrica, como o consumo humano, a irrigação e a

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

00412/87200104834

FL. 255

navegação. O consumo humano e a irrigação, ao contrário da geração de energia elétrica e da navegação, consomem água do rio no seu uso, o que faz antever a diminuição da produção de energia em favor desses outros usos. O Dr. Mozart exemplificou os diversos usos das águas do rio, explicando as negociações conduzidas para a administração da vazão dessas águas num período de grande exigência, como foi o ano de 2001, destacando, entre outros, a navegação, importantíssima para o Oeste da Bahia, por permitir a interligação com o Piauí, por meio de ferrovia.

O Vale do São Francisco é a única região semi-árida tropical do mundo onde se pratica agricultura. Os perímetros irrigados no Vale do São Francisco somam 330 mil hectares, dos quais 99 mil são de responsabilidade da Codevasf e os outros 231 mil da iniciativa privada. Nos perímetros da Codevasf, os principais itens de uma produção anual de 1 milhão e 787 mil toneladas são banana, uva, goiaba, pinha e mamão. Essa produção, que em alguns perímetros chega a ter 53 variedades de cultura, soma um valor bruto total de cerca de R\$ 745 milhões anuais.

Na área da Valexport - entidade que congrega produtores e exportadores de frutas -, de 41 mil e 500 hectares, no Sub-Médio São Francisco, onde se produz principalmente manga e uva para exportação, 5 mil hectares de uva geram 25 mil empregos diretos, contra apenas 100 gerados pelos mesmos 5 mil hectares de plantação de soja, o que dá uma medida da importância da atividade do ponto de vista econômico e social.

Na média, a fruticultura irrigada gera dois empregos diretos e dois indiretos por hectare. O investimento necessário à geração desses postos de trabalho é da ordem de US\$ 6 mil por emprego. A geração de renda na fruticultura é elevada e, como se vê, bem distribuída, com fortes efeitos sociais sobre a renda familiar, tornando-a, como disse à Comissão o Dr. Fernando Almeida, da Valexport, *talvez uma das únicas ferramentas capazes de formar realmente uma classe média rural no Nordeste*.

Além disso, a fruticultura praticada no Vale do São Francisco tem grande importância do ponto de vista da exportação, hoje tão valorizada pelo País. Cerca de 85% da manga e 95% da uva exportados pelo Brasil saem daquela região.

A tecnologia utilizada para irrigação nos perímetros da Valexport é bastante sofisticada e utiliza dois sistemas: o gotejamento, que dá à planta tão-somente a quantidade de água de que ela necessita, e a microaspersão, utilizada para culturas que exigem um volume um pouco maior de água. São sistemas

1232033 0044932

original do processo eletrônico

cm0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 256

extremamente sofisticados, que atingem eficiência entre 94% e 98%, reduzindo ao mínimo o desperdício de água. Isso gera alta produtividade, com o uso da quantidade estritamente necessária de água.

Lamentavelmente, esses sistemas tão eficientes não são utilizados em todos os projetos, principalmente nos mais antigos, da Codevasf, nos quais predominam pequenos agricultores, dados os investimentos necessários, elevados demais para alguns deles. Há outros casos. Exemplo disso é o estudo apresentado em meados deste ano no XXX Congresso Brasileiro de Engenharia Agrícola, realizado em Foz do Iguaçu, no Paraná, por diversos professores da Universidade Federal da Bahia. Segundo o estudo, nos projetos de irrigação por pivô central no Oeste da Bahia, existe um potencial de economia de água de 28,7% se os agricultores adotarem um manejo adequado da irrigação. A economia de água gera, por consequência, economia de energia, parte por menor necessidade de bombeamento, parte por redimensionamento do equipamento.

Além dos problemas de manejo, solucionáveis com o devido treinamento, existe a falta de capacidade financeira para utilização dos equipamentos mais modernos, de eficiência mais alta no que diz respeito ao uso da água, o que também foi abordado pelo Dr. Fernando Almeida, em seu depoimento. Ele pediu à Comissão a criação de um programa de reconversão tecnológica dos equipamentos de irrigação para o aumento da sua eficiência, principalmente nos projetos de irrigação implantados pela Codevasf, ocupados por pequenos produtores.

Aquela boa eficiência no uso da água, alcançada pela irrigação na Valeexport, também se verifica no consumo de energia elétrica para irrigação. Segundo o Dr. Fernando Almeida, toda a agricultura irrigada da região do Sub-Médio São Francisco, que gera mais de 300 mil empregos diretos, consome apenas 1,2% da energia elétrica consumida no Estado de Pernambuco. Enquanto a indústria do cimento gasta 619 mil KWh por semestre para gerar um emprego, a fruticultura gasta, em média, 1 mil e 200 KWh por semestre para produzir o mesmo emprego.

Esses dados mostram como a fruticultura irrigada é importante para o desenvolvimento do Nordeste. Levantamento da Codevasf, como informado por seu Presidente à Comissão, constata a existência de 32 milhões de hectares potencialmente irrigáveis em todo o Vale. Desse total, 8 milhões ficam a uma distância de 60 km, a uma altura de, no máximo, 120 metros. Contudo, conforme os estudos feitos e os entendimentos entre a Codevasf e a Chesf, desse total, apenas 800 mil hectares podem ser irrigados, o que implica uma redução tolerável na vazão do rio São Francisco destinada à geração de energia elétrica.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 257

Esta é, portanto, a questão central no que diz respeito ao rio São Francisco. Um potencial extraordinário de geração de emprego e renda, como se viu, ficará limitado, em curto espaço de tempo, pela necessidade de aproveitamento da vazão do rio para geração de energia elétrica. Isso, sem contar os períodos de seca e de racionamento de energia, como o que se viveu em 2001, em que uma vazão deprimida do rio causa enormes prejuízos à agricultura irrigada, pondo a nu o potencial de conflito futuro entre os diversos usos da água.

De acordo com dados do ONS, a pior seca dos últimos 70 anos deixou Sobradinho, a maior represa do São Francisco, com apenas 5,51% da sua capacidade máxima, registrada no dia 18 de novembro de 2001. A consequência é drástica para a agricultura irrigada. Para ficar em apenas um exemplo, as empresas da Valeexport deixaram de faturar US\$ 10 milhões, em 2001, em decorrência do racionamento. E o corte no fornecimento de água prejudicou a qualidade das frutas, exigida pelos clientes do exterior, como os Estados Unidos.

Além dessa, há outras necessidades de utilização das águas do rio São Francisco para o desenvolvimento da região Nordeste, como o abastecimento, navegação e outros, que não poderão ficar incondicionalmente subordinadas às necessidades de geração de energia elétrica, em que pese, também, a sua enorme importância para o desenvolvimento regional, inclusive para viabilizar a irrigação. Tudo isso deve estar, entretanto, a serviço da redenção definitiva da gente nordestina, dentro de um planejamento global, em que também a geração esteja a serviço desse objetivo maior.

Parece, portanto, fundamental que se estabeleça um planejamento de longo prazo de utilização das águas do rio São Francisco, considerando todos os usos de grande importância no desenvolvimento regional. A geração de energia elétrica deve ser compatível com essas diretrizes, ainda que para isso haja necessidade de redução dos níveis de produção de energia hidrelétrica e a sua substituição por outras fontes.

Esse panorama traz dificuldades adicionais quanto à privatização da Chesf, pela importância estratégica da operação de seus reservatórios nos fluxos de água do rio São Francisco. Ademais, deve-se cogitar do papel, tipicamente estatal, que essa Empresa poderia ter no desenvolvimento regional, sobretudo em relação aos recursos hídricos, escassos em uma região semi-árida.

Em convergência com essas considerações, o Governo anunciou, em janeiro deste ano, a intenção de manter a porção principal da Chesf como estatal. A empresa seria dividida em três. Uma de transmissão, seguindo o princípio da

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

00412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 258

desverticalização; outra consistindo na Usina de Xingó; e a terceira, empresa pública, cuidaria das usinas restantes da Chesf e da gestão de recursos hídricos em todo o Nordeste. Essa nova empresa pública, que receberia o nome de Companhia de Desenvolvimento Hídrico do Nordeste, contaria, para seus programas continuados de gestão hídrica, com os vultosos recursos oriundos da venda de sua energia elétrica.

6.3 A revitalização do São Francisco e a transferência de energia

De outro lado, há um outro aspecto importante a considerar nesse processo, que é a revitalização do rio São Francisco, espoliado pelo mau uso e pela depredação do meio-ambiente. Nesse sentido, um primeiro passo já está sendo dado, por iniciativa do Ministério do Meio Ambiente.

No dia 5 de junho de 2001, o Presidente da República assinou decreto criando o Projeto de Conservação e Revitalização da Bacia Hidrográfica do rio São Francisco, *constituído de ações concebidas e executadas, de forma participativa e integrada, pelos governos federal, estaduais, municipais e do Distrito Federal e sociedade civil organizada*, com recursos de R\$ 84 milhões para o ano de 2001. Ainda é pouco, mas já é um bom começo.

O próprio presidente da Codevasf defendeu, em seu depoimento à Comissão, um projeto bastante ambicioso do que chamou de "revitalização hídrica" do São Francisco. Trata-se de projeto, elaborado com a colaboração da Eletrobrás, que prevê a construção de 29 usinas no São Francisco e em seus tributários. Além de gerar energia, esses reservatórios, segundo o Dr. Airson Lócio, evitariam cheias em Minas Gerais, aumentariam a capacidade hídrica do rio, o que aumentaria o uso da água para consumo e irrigação e melhoraria a sua navegabilidade.

Esse projeto data, segundo ele, de 1995, quando houve o compromisso de revitalização do rio São Francisco, assinado por nove governadores. O programa, que, no entanto, não saiu do papel, poderia, eventualmente, viabilizar a tão falada transposição das águas do rio, como é anseio de toda uma população assolada pela seca no nordeste setentrional.

Segundo dados recentes da Aneel, a bacia do São Francisco ainda tem um potencial de geração de mais 3.200 MW. Atualmente está em construção a hidrelétrica de Queimados, de 105 MW, e há 12 inventários de bacias hidrográficas

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

259

sendo trabalhados: três estão em licitação e outros nove estão sendo analisados pela Agência, perfazendo um total de 1.980 MW. Além destes, há outros 12 em elaboração, mas ainda sem estimativa do potencial hidroenergético.

Há outra sugestão importante que foi dada à Comissão e merece destaque, pelo conceito que envolve. Trata-se do que foi dito à Comissão pelo Dr. José Antonio Muniz Lopes, presidente da Eletronorte. Ele disse que o São Francisco está doente e precisa ser tratado. A idéia é *colocar água das outras bacias dentro do Nordeste*, em sentido indireto, o que significa fazer mais linhas de transmissão entre a bacia do Tocantins e o Nordeste e cita especificamente as linhas de Colinas a São João do Piauí – cuja conclusão está prevista para 2007 – e de Serra da Mesa a Governador Mangabeira – em construção, prevista para operar em 2003 – como as mais importantes.

O presidente da Chesf, Dr. Mozart Siqueira Campos de Araújo, também se refere à necessidade de mais interligações entre o Nordeste e as demais bacias hidrográficas do País, de modo a se poder levar mais energia para aquela região. Ele mencionou como importantes as linhas Sudeste – Nordeste, capaz de transportar 1.000 MW, prevista para entrar em operação em 2003, e a Presidente Dutra – Teresina, capaz de transformar o fluxo de 1.300 MW – conseguido hoje em regime de emergência, dada a escassez de energia no Nordeste – num fluxo de regime normal.

Além disso, de acordo com informações trazidas à Comissão pelo Deputado Clementino Coelho, existem informações preliminares de um bom potencial de geração eólica nos reservatórios das usinas da Chesf, ao longo da calha do Rio São Francisco, sobretudo no da barragem de Sobradinho, onde se estima uma capacidade de geração de 200 a 300 MW. Esse potencial poderia ser utilizado de forma complementar à geração hidrelétrica, com aproveitamento das instalações já existentes, tornando-se mais um elemento de economia de água que poderia, dessa maneira, ser destinada para outros fins.

Seja como for, é preciso que se reestude em profundidade a implantação gradativa de algumas dessas idéias, de maneira a criar, a partir das águas do rio São Francisco e de seus tributários, um pólo de desenvolvimento perene para o Nordeste, que possa mudar a vida do povo daquela região e, quem sabe, tornar viável até mesmo a transposição das águas do rio da Integração Nacional, como ele um dia foi chamado.

148503 0041432

01/08/2001 10:48:34

01/08/2001 10:48:34

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 260

6.4 Recomendações

1. Dada a sua situação geográfica, o rio São Francisco tem enorme importância para a região Nordeste do Brasil. Justamente por ser o único grande manancial da região, precisa ter tratamento diferenciado no que diz respeito à utilização de suas águas para geração de energia elétrica, que não pode ter prioridade de uso sobre as demais necessidades da população da região. Assim, é fundamental a obediência plena aos termos da Lei nº 9.433, de 1997, para conciliar o uso da água para consumo, irrigação e navegação, que pode contribuir muito com o progresso econômico e social do Nordeste, com a sua utilização para geração de energia elétrica;
2. Revitalizar hidricamente o rio São Francisco, mediante um projeto ambicioso, de construção de novas usinas no São Francisco e seus afluentes, é decisão que merece estudo sério e profundo, o que, desde já, se recomenda. A revitalização deve se orientar por temas bem definidos como, por exemplo, a) desmatamento – suas consequências e providências mitigadoras; b) poluição industrial, áreas urbanas, defensivos agrícolas, adubos e mineração – consequências e providências mitigadoras; e c) alteração do regime hídrico do rio – consequências e providências mitigadoras;
3. A construção de linhas de transmissão entre o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste, de maneira a permitir maior uso da água para outras finalidades que não a geração e a tornar a região menos dependente da geração pelas usinas do São Francisco, é outra providência que merece recomendação desta Comissão;
4. A criação de um programa de reconversão tecnológica dos equipamentos de irrigação para aumentar sua eficiência, visando poupar água e energia elétrica e permitir um manejo adequado da irrigação;
5. Qualquer decisão sobre a alteração societária da Chesf deve levar em conta necessariamente a importância estratégica da utilização do rio São Francisco no desenvolvimento integrado da região e as decorrentes dificuldades que envolveria um projeto convencional de privatização;

16. Qualquer projeto de transposição de águas na Bacia do São Francisco não deve ser iniciado sem prévia autorização do Congresso Nacional;

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 261.

7. A Chesf deverá realizar levantamento do potencial de geração de energia eólica nos seus reservatórios, ao longo da calha do rio São Francisco, em especial no de Sobradinho, já que há, ali, indícios de um potencial eólico da ordem de 200 a 300 MW, a ser utilizado de maneira complementar à hidreletricidade, com aproveitamento das instalações já existentes. Em caso de constatação de viabilidade, recomenda-se, ainda, a criação de um programa para aproveitamento desse potencial, que permitirá a geração de energia renovável, com economia de água, vital para outros usos.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

0412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 262

7 Como o Governo enfrentou a crise

7.1 A ação emergencial do Governo

Tão logo tomou consciência da profundidade e da gravidade da crise de abastecimento que o País teria que enfrentar, o Presidente Fernando Henrique Cardoso editou a Medida Provisória nº 2.147, no dia 15 de maio de 2001, posteriormente substituída pela Medida Provisória nº 2.152, de 1º de junho de 2001, editada para rever alguns pontos da primeira versão, severamente criticados pela opinião pública. A versão final foi dada pela MP nº 2.198, de 28 de junho de 2001, que incluiu mais alguns ajustes.

O Advogado-Geral da União pediu ao Supremo Tribunal Federal que se manifestasse quanto à constitucionalidade dessa última versão, a fim de impedir que sucessivas ações na Justiça viessem a prejudicar a aplicação das medidas necessárias para impedir consequências mais graves para o abastecimento de energia elétrica do País. O Supremo se manifestou favoravelmente quanto à constitucionalidade da matéria, o que permitiu a plena aplicação das medidas emergenciais definidas pelo Governo para enfrentar a crise.

A Medida Provisória nº 2.198-5 criou dois programas principais.

Um deles, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, teve como objetivo compatibilizar a demanda de energia com a oferta, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia. Para tanto, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE) deveria:

- I - estabelecer plano de contingenciamento de carga, definindo os elementos e as medidas necessárias para redução compulsória da demanda de energia elétrica;
- II - otimizar o consumo de energia, priorizando setores estratégicos;
- III - deflagrar campanhas educativas visando conscientizar a população para a necessidade de redução do consumo de energia;
- IV - estimular a imediata substituição de aparatos, equipamentos e instalações com níveis de consumo energético tecnologicamente superados;

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 263

- V – fixar regimes especiais de tarifação ao consumidor segundo os seus níveis e limites de consumo, bem como propiciar a concessão de bônus por consumo reduzido de energia elétrica;
- VI – estabelecer limites de uso e fornecimento de energia;
- VII – estimular a autoprodução e a produção independente de energia;
- VIII – estabelecer outras medidas que contribuam para a consecução dos objetivos do Programa; e
- IX – definir condições específicas de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, bem como entre esses e os consumidores, objetivando a ampliação da oferta ou redução do consumo.

Outro programa significativo, o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, teve como objetivo aumentar a oferta de energia elétrica para garantir o pleno atendimento da demanda, com riscos reduzidos de contingenciamento da carga, evitando prejuízos à população, restrições ao crescimento econômico e seus impactos indesejáveis no emprego e na renda. O Programa compreendeu ações de médio e longo prazos para:

- I – assegurar a implementação integral do regime econômico e financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica, na forma das Leis nos 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 9.648, de 27 de maio de 1998;
- II – expandir a oferta de energia;
- III – diversificar a matriz energética, de modo a reduzir a dependência do regime hidrológico;
- IV – fomentar pesquisas visando ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia;
- V – otimizar a distribuição de energia;
- VI – maximizar a produtividade das fontes geradoras instaladas e concluir os projetos em implantação; e
- VII – instituir programas compulsórios de racionalização do uso de energia.

1483084 004452

atuação: 20/08/2000 10:48:34

em0412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL 264.

Além disso, a referida Medida Provisória determinou que os órgãos responsáveis pela concessão de autorizações ou licenças para empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica deveriam atender ao princípio da celeridade. No caso do licenciamento ambiental, foram estabelecidos prazos para análise dos relatórios de impacto ambiental e o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) foi instado a elaborar procedimentos específicos simplificados de licenciamento.

A principal iniciativa tomada no contexto do Programa Emergencial de Redução de Consumo foi o estabelecimento de metas de economia de energia elétrica no percentual de 20% para os consumidores residenciais e de 20% a 25% para os consumidores industriais, comerciais e prestadores de serviços, mediante regime de incentivo, com pagamento de bônus, em caso de superação de metas; e de punições, com cortes de fornecimento em caso do não cumprimento de metas por dois meses sucessivos.

No âmbito do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, o Governo deu impulso aos empreendimentos, em execução e a executar, com viabilidade de entrada em operação até 2004. Com isso, estão previstas, até essa data, a entrada de 28 mil MW novos, a construção de 9.250 quilômetros de linhas e 8 subestações, num total de 6.297 MVA. Os investimentos serão de R\$ 43,2 bilhões, sendo 78,5% de investimentos privados e 21,5% de recursos públicos (ver as tabelas no capítulo 2, constante em 2.4).

Os demais elementos da estratégia para enfrentar a crise foram delineadas numa série de outras medidas provisórias editadas pelo Governo. A Medida Provisória nº 2.204, de 8 de agosto de 2001, liberou crédito extraordinário de R\$ 1,145 bilhão para investimentos pelas empresas do Grupo Eletrobrás. A Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2002, criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) – empresa voltada para vários objetivos: a) viabiliza aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo (geradoras embarcadas); b) superação da crise de energia elétrica e c) reequilíbrio da oferta e demanda de energia elétrica. A CBEE ficou responsável pela contratação das 58 geradoras emergenciais, destinadas a funcionar como reserva de contingência para assegurar o abastecimento nos anos 2002 e 2003.

A Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, editada como reflexo da preocupação com o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, atendeu a uma antiga reivindicação dessas empresas no sentido de repassar às tarifas de energia elétrica a variação ocorrida entre reajustes tarifários anuais de

original de e eletrônica assinado

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

om0412/8/200104834

FL. 265

custos não gerenciáveis, como, por exemplo, a variação do preço da energia de Itaipu, cotada em dólar.

Consta, nos Anexos do presente relatório, parte B, relação das medidas legais e regulamentares tomadas pelo Governo e pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica para o equacionamento e solução dos problemas decorrentes da falta de energia elétrica.

Diante da necessidade de atuar em frentes tão diversas e lidar com assuntos tão variados, foram criados, ainda nos meses de maio e junho, no âmbito da Câmara de Gestão, vários comitês específicos, entre os quais o Comitê de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, o Comitê Técnico para Eficientização do Uso de Energia Elétrica e o Comitê Técnico do Meio Ambiente, este último voltado para analisar e revisar os procedimentos para licenciamento ambiental. Foi igualmente criado um Grupo de Gerenciamento do Programa Energia Brasil – Micro, Pequenas e Médias Empresas, voltado para o aumento da eficiência energética de tais empresas.

Para dar o exemplo na economia de energia, o Governo aprovou o Decreto 3.818, de 15 de março de 2001, que previa redução progressiva no consumo da administração pública federal, tendo como referência o mesmo mês do ano de 2000. O corte seria de 15% em maio, de 25% em junho e de 35% a partir de julho. Além disso, os órgãos deveriam diagnosticar o grau de eficiência energética dos imóveis sob sua administração, com vistas à elaboração de projetos de redução de consumo. A aquisição de materiais e equipamentos e a contratação de obras deveriam enquadrar-se nos requisitos de eficiência. Por outro lado, o horário de expediente foi alterado para o período de 8:00 às 17:00, a partir de 1º de junho. Houve o cuidado de não exigir o cumprimento dessas metas no caso de atividades consideradas essenciais. Também foi criado o Plano de Redução de Tensão (PRT) nos sistemas de distribuição, por meio da Resolução nº 19, de 26 de agosto de 2001, com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica.

No decorrer da crise, apesar da ênfase na contenção do consumo, há que se reconhecer que a GCE procurou atuar nas demais frentes enumeradas na Medida Provisória nº 2.198-5.

Para estimular o aumento na oferta de energia elétrica, a Resolução da GCE nº 23, de 5 de julho de 2001, abriu caminho para a inclusão de novas térmicas no Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT), até o limite de 40 milhões de m³ de gás natural (valor fixado na Portaria Interministerial MF/MME nº 176, de 1º

estágio de o processo de decisão

am0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

Fl. 266

de junho de 2001), desde que atendessem a uma série de condições. A Portaria Interministerial também fixou o preço máximo do gás destinado às usinas participantes do PPT e estabeleceu que esse preço seria fixado em reais por períodos sucessivos de doze meses.

Além disso, como os empreendimentos de co-geração a gás enfrentam muitas dificuldades na obtenção do gás (que vem sendo destinado quase que exclusivamente às termelétricas), a Câmara de Gestão da Crise, atendendo em parte às gestões feitas por esta Comissão Mista do Congresso, baixou a Resolução nº 56, de 15 de outubro de 2001, que assegura aos empreendimentos de co-geração, que cumprirem os requisitos preestabelecidos na Resolução GCE nº 23, de 5 de julho de 2001, as prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e um volume de gás natural até o limite de 4.400m³ por dia.

Para estimular a produção de energia a partir de fontes renováveis, a GCE aprovou a Resolução nº 24, de 5 de julho de 2001, que criou o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEOLICA), com incentivos e garantia de compra de energia, até dezembro de 2003. Segundo a Resolução, a Eletrobrás, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, contratará, por um prazo mínimo de quinze anos, a aquisição da energia a ser produzida por empreendimentos de energia eólica, até o limite de 1.050 MW. Além disso, foi fixado um valor de compra vantajoso, que aumenta à medida que mais rapidamente entrar em operação a usina. Por fim, ficou estabelecido que os custos relativos à energia comprada pela Eletrobrás serão repassados, integralmente e de forma compulsória, às concessionárias de distribuição.

Para estimular comportamentos mais eficientes, foi aprovado o Decreto nº 3.827, de 31 de maio de 2001, que reduz a alíquota de IPI a zero para produtos fotovoltaicos, enquanto a eleva para lâmpadas dicróicas e incandescentes com potência superior a 100 W.

O Governo também estabeleceu que o preço da energia elétrica a ser praticado no MAE, nos submercados afetados pelas medidas de racionamento, seria igual ao custo do déficit de energia naquele momento (Resolução nº 12, de 1º de junho de 2001).

As políticas do Governo foram surtindo efeito. Com extraordinária colaboração da população e do empresariado nacional, logrou-se atravessar a crise sem a necessidade de apagões, como os que ocorreram em crise recente na Califórnia, Estados Unidos da América. O Governo, por meio da Câmara de

SENADO FEDERAL

Comissões Especial e de Inquérito

FL. 267

JARBOER OCM432

original e a cópia de segurança

0m0412j8/200104834

Gestão, conseguiu encontrar soluções menos traumáticas para um problema de dimensões gigantescas.

Mas, apesar de ter evitado os apagões, a situação continuava crítica. Assim, o Governo considerou necessário estender o racionamento para a Região Norte, o que fez por meio da Resolução nº 35, de 8 de agosto de 2001. No Nordeste, onde a situação era particularmente crítica, sentiu-se a necessidade de restringir as vazões a partir de Sobradinho e fixar metas de consumo para projetos de irrigação (Resolução nº 39, de 21 de agosto de 2001).

A situação, contudo, continuava se agravando no Nordeste. Já havia dados históricos disponíveis para demonstrar que seria impossível atingir metas de 20% de economia quando chegasse a estação mais quente. Diante da expectativa de aumento do consumo de energia elétrica na região, e na falta de outras medidas, o Governo editou a Medida Provisória nº 5, de 17 de outubro de 2001, que impunha feriados adicionais à maioria dos Estados da região Nordeste. Essa medida, por polêmica, despertou muita oposição. Na mesma data, a GCE aprovou a Resolução nº 57, que reconhecia o caráter prioritário da ampliação da oferta para atendimento aos consumidores do Nordeste.

Preocupado com a gravidade da situação, o Governo preparou um "Plano B", a ser acionado caso fosse necessário adotar medidas adicionais para preservar os armazenamentos mínimos de segurança, definidos nas curvas-guia dos reservatórios. Esse Plano, delineado na Resolução nº 60, de 17 de outubro de 2001, previa, como medidas adicionais, a instituição de novos feriados, redução adicional de metas e corte de carga. Mas houve sempre o cuidado de explicitar quais setores sujeitos a condições especiais não estariam sujeitos aos cortes.

Na mesma data, foi anunciado um plano elaborado pelo Comitê de Eficientização, destinado a criar um mercado sustentável de eficiência energética no Brasil. A idéia é ampliar a demanda por produtos e serviços eficientes e viabilizar um interesse crescente de novos participantes na consolidação do mercado, como instituições financeiras e investidores. Há o objetivo muito claro de promover as ESCOs, empresas de serviços de conservação de energia. Tal plano também promove ações de cooperação internacional, visando a disseminação de tecnologias eficientes e projetos específicos de intervenção no mercado. Os projetos específicos previstos são os de otimização de sistemas motrizes; de substituição da tecnologia de células de mercúrio, utilizadas na produção de soda cáustica e cloro, por células de membrana; de incentivo ao uso de coletores solares; e de promoção de ações de efficientização energética nos prédios públicos.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 268

JA 22031 001132

0106101 00 0 0106101 00 0106101

000412j8/200104834

À medida que se aproximava a estação chuvosa, o Governo pôde, aos poucos, ir relaxando o racionamento. Em 23 de novembro de 2001, a Resolução GCE nº 76 criou metas de consumo mais flexíveis. Em meados de dezembro, foi declarado o fim do racionamento na Região Norte (Resolução GCE nº 87, de 19 de dezembro de 2001). Em 24 de janeiro de 2002, a Resolução nº 104 ampliou novamente as metas de consumo. Em 14 de fevereiro, o Decreto nº 4.131 reduziu a meta de consumo na administração pública federal para 17,5% em relação ao mesmo mês de 2000 e, em 21 de fevereiro de 2002, a Resolução nº 117 declarou o fim oficial do programa Emergencial de Redução de Consumo, a partir de 1º de março de 2002.

À medida que a escassez de energia ia sendo amenizada, o Governo pôde passar a dar mais atenção a outras áreas.

Em 20 de novembro, a Resolução nº 74 criou grupo para estudar e propor ações de estímulo à competitividade nas atividades da indústria de gás natural, reconhecendo os entraves ainda existentes e o fato de que as medidas tomadas até então não tinham sido suficientes. Também na mesma ocasião, a Resolução nº 75 criou grupo de trabalho para avaliar a metodologia de cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas. Foi um reconhecimento das falhas na sistemática anterior.

A Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, que trata da Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, foi regulamentada. O Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, criou o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), responsável pela aprovação, após processo de audiência pública, da regulamentação específica dos níveis máximo de consumo de energia ou mínimos de eficiência energética de cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia.

O Governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o objetivo de agregar ao Sistema Interligado Nacional o montante de, no máximo, 3.300 MW de potência instalada. O programa atende a alguns pleitos que já vinham sendo feitos pelos empreendedores interessados nessas fontes: contratos de longo prazo para compra de energia elétrica, repasse de uma parte dos custos dessa energia para a tarifa, tarifas de transmissão e distribuição com desconto de pelo menos 50%.

O Governo passou a preocupar-se mais com a saúde econômico-financeira das concessionárias e a sustentabilidade da expansão do mercado. Fechou com as empresas do setor um grande acordo que prevê reajustes extraordinários de tarifas, destinados a recompor sobretudo as perdas decorrentes do racionamento e da variação represada de custos não-administrativos – como o

Assinatura do Presidente da Comissão

BR
00412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 269

impacto da correção cambial sobre a energia comprada de Itaipu, cotada em dólar. O acordo se consubstanciou na Medida Provisória nº 14, que determinou o rateio, entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, dos seguintes itens: a) dos custos relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência pela CBEE; b) de parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do mecanismo de realocação de energia; c) da variação de alguns custos da chamada Parcela A das tarifas, que abriga os chamados custos não-gerenciáveis, como, por exemplo, a energia fornecida por Itaipu, cujo custo varia por ser fixado em dólar, e a quota de recolhimento da Conta de Consumo de Combustíveis, usada para financiar a compra de óleo para as térmicas dos sistemas de geração isolados; e d) uma parte dos custos associados à geração de energia por fontes alternativas de energia. Ainda não é uma política de preço, mas pelo menos ameniza certos desequilíbrios.

A Resolução nº 90, de 21 de dezembro de 2001, criou, no âmbito do BNDES, programa de apoio emergencial e excepcional às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Também a Resolução nº 91, da mesma data, estabeleceu parâmetros de cálculo da recomposição tarifária extraordinária.

A GCE também aprovou novas medidas destinadas a viabilizar o mercado. A Resolução nº 93, de 10 de janeiro de 2002, trata da contratação de energia elétrica e de recebíveis no MAE. A Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como a formação de preço no mercado de energia elétrica. E a Resolução nº 115 estabelece diretrizes para o repasse de parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE.

7.2 Avaliação da ação emergencial do Governo

Depois de ter sido surpreendido pela perspectiva de uma iminente falta de energia elétrica, o Governo reagiu prontamente e, graças à atuação eficaz da GCE e à colaboração maciça da população brasileira, foi possível atravessar a estação seca de 2001 sem maiores traumas para o País. A crise trouxe, inclusive, alguns resultados favoráveis: a população se conscientizou do desperdício e, segundo os especialistas, não deve voltar aos antigos padrões de consumo, findo o racionamento; o País passou a levar mais a sério a necessidade de repensar o modelo energético; diversificar a matriz energética e promover a eficiência.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 270.

Nas palavras do ministro Pedro Parente, quando foi ouvido nesta Comissão Mista em 5 de março, *o objetivo do racionamento, que era exatamente o de poupar geração hidráulica, foi plenamente entendido*. Tomando-se a distribuição do consumo pelas diversas fontes, antes e durante o racionamento, fica evidente uma redução significativa na participação da geração hidráulica no consumo nacional durante o período. Sem contar com Itaipu, ela caiu de 56,8% para 48,1%, graças a um aumento bastante expressivo da geração térmica, que saiu de 6,8% para 13,4%, em uma base de consumo menor.

Se formos avaliar a ação emergencial à luz dos objetivos propostos na Medida Provisória nº 2.198-5, veremos que o Governo conseguiu desincumbir-se razoavelmente bem de suas responsabilidades. Após algumas idas e vindas no início, a GCE conseguiu estabelecer um plano de contingenciamento de carga que foi suficientemente drástico para evitar apagões, mas suficientemente flexível para proteger grupos de pessoas e empresas em situação especial e atividades consideradas essenciais. Foram fixados regimes especiais de tarifação, que serviram para estimular e beneficiar aqueles consumidores que mais se esforçaram por reduzir o consumo.

O Governo soube mobilizar a Nação, com campanhas educativas e bom uso dos meios de comunicação, de modo a despertar nas pessoas a consciência da necessidade de racionalizar o consumo. Também usou uma série de instrumentos para estimular a substituição de equipamentos e tecnologias ineficientes, como o aumento de alíquota de IPI para lâmpadas dicróicas e incandescentes, e criou o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética. Instituiu igualmente programas compulsórios de racionalização do uso de energia, sobretudo na própria administração pública federal. O resultado pode ser considerado bastante positivo, pois observa-se, mesmo após o final do racionamento, uma compressão residual do consumo, isto é, as pessoas continuam poupando energia mesmo sem a obrigação de fazê-lo.

Também houve forte empenho para o aumento da oferta de energia. Em primeiro lugar, o Governo trabalhou arduamente para concluir o mais rapidamente possível as usinas em implantação. Do lado das fontes ditas convencionais, ampliou e fortaleceu significativamente o PPT. Não só permitiu a inclusão de muitas novas usinas no programa, como ainda criou um mecanismo para estabilizar o preço do gás em reais e tornar a termelétrica a gás natural mais competitiva. A ampliação do PPT foi importante não apenas para aumentar a oferta em si, mas, sobretudo, para aumentar a segurança do sistema de geração em condições de hidrologia desfavorável.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 274

SENADO FEDERAL

Coordenação Especial de Inquérito

05 0412/8/200104834

Mas é preciso que se diga que merece ser repensada a decisão do Governo de usar praticamente todo o gás natural unicamente para geração termelétrica. Nos termos da Resolução nº 23, de 5 de julho de 2001, o gás natural aparentemente será destinado quase que exclusivamente às térmicas do PPT, que não é o seu uso mais eficiente, como se deduz da leitura do § 6º A PETROBRAS somente poderá assinar novos contratos de fornecimento de gás para as usinas que, na forma das resoluções da GCE, venham a ter asseguradas as prerrogativas do PPT.

Por outro lado, não seria injusto dizer que o Governo hesitou muito em ativar miniusinas que estavam paralisadas e em contratar usinas emergenciais. Um dos resultados disso foi a necessidade de decretar feriados adicionais no Nordeste.

Do lado das fontes alternativas, foi criado o Proeólica e depois o Proinfa. Apesar de ambos os programas concederem estímulos importantes, tais como a garantia de compra de parte da energia e o rateio dos custos entre todos os consumidores finais, as medidas concretas foram poucas e bastante tímidas. O Proinfa, por exemplo, prevê a agregação ao Sistema Elétrico Nacional de, no máximo, 3.300 MW de potência instalada. E nada se fez para estimular o uso mais eficiente da biomassa, justamente onde se concentra o maior potencial do País.

Em termos de estímulo à eficiência no consumo e na oferta de energia, o Plano Energia Brasil constitui uma contribuição muito significativa. Em primeiro lugar, porque procura criar um arcabouço legal mínimo que: a) promova a definição de níveis máximos de consumo específico de energia para máquinas e aparelhos; b) permita a introdução de contratos de desempenho em órgãos públicos; e c) maximize os resultados da aplicação de recursos em eficiência energética. Em segundo lugar, o Plano visa criar condições favoráveis para o surgimento e fortalecimento de um mercado para produtos e serviços eficientes. Há também um plano de comunicação destinado a mobilizar os consumidores em prol do uso racional de energia. Por fim, o Plano prevê ações de cooperação internacional voltadas para a viabilização de tecnologias eficientes.

Outro mérito da GCE foi reconhecer a necessidade de criar mecanismos de segurança no abastecimento. Conforme o próprio Ministro Parente reconheceu perante a Comissão, não importa quem preste os serviços de energia elétrica, a responsabilidade pelo abastecimento nacional é da União. De fato, o art. 21 da Constituição Federal estabelece que a ela compete a exploração direta ou mediante autorização, concessão ou permissão dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água.

JAROSER 0041107

Ministério do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 272

A decretação do fim do racionamento com elevada margem de segurança só foi possível porque, com base em dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), divulgados em 19 de fevereiro de 2002, a Câmara de Gestão da Crise traçou curvas-guia de segurança para o acompanhamento e projeção dos níveis dos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para o biênio 2002/2003. As curvas-guia tiveram por base premissas conservadoras, que tomaram como parâmetro condições bastante adversas. Mesmo em tais condições, as curvas-guia se mantêm dentro de parâmetros que garantem o abastecimento das regiões em questão, como se verá a seguir.

Para o Nordeste, as premissas adotadas pelo ONS para a construção da curva-guia, para o biênio 2002/2003, foram as seguintes:

- a) quanto à hidrologia, tomou-se, para os dois anos do biênio, o valor do pior ano do histórico (2001), igual a 52% da Média de Longo Termo (MLT);
- b) quanto à expansão da oferta, levou-se em conta um atraso de 90 dias no cronograma do PPT e a operação de apenas 16 das 38 térmicas programadas pelo MME (163 MW médios em 2003), mais uma disponibilidade de 1.321 MW médios de energia das térmicas emergenciais em 2003;
- c) quanto aos intercâmbios de energia com outras regiões, o recebimento, pelo Nordeste, de 1.300 MW médios não leva em conta os ganhos com a implantação da Interligação NE/SE; e
- d) quanto à demanda, a carga prevista para 2003 (6.246 MW médios) é cerca de 6% superior à carga estimada para 2002 (5.881 MW médios), já considerada elevada.

Segundo as estimativas apresentadas pela GCE em 19 de fevereiro, partindo-se de um armazenamento de 55% EARmax nos reservatórios ao final de março de 2002, irá se chegar a um armazenamento de 16% EARmax ao final do ano, mesmo sem o despacho da oferta do PPT ou das térmicas emergenciais, conforme se vê no Quadro 1. Com a utilização da oferta do PPT e das térmicas emergenciais, o armazenamento ao final de 2002 será de 31% EARmax. Cumpre destacar que os reservatórios do Nordeste estavam com 65,95% EARmax em 15 de abril de 2002, quase 11% acima do previsto para 31 de março de 2002.

10000 004123

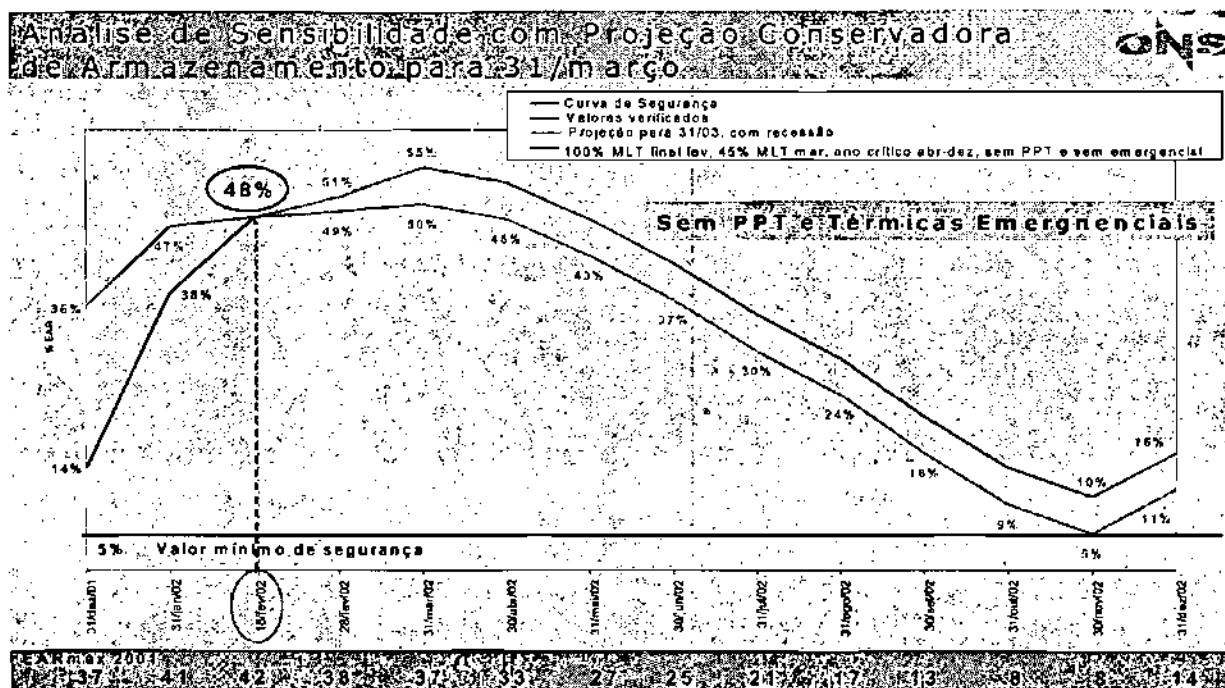
Comissão Especial de Inquérito

SENADO FEDERAL

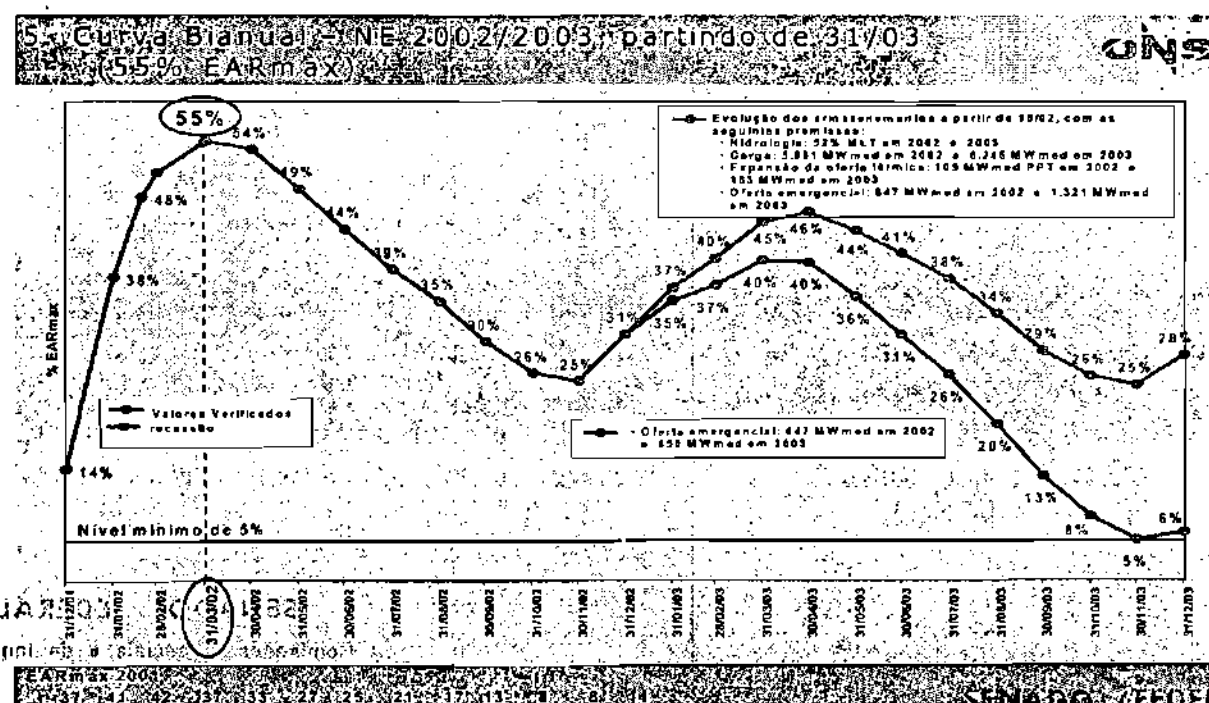
Comissão Especial de Inquérito

FL. 273.

004123/200104834



Com relação a 2003, sempre segundo estimativa da GCE, partindo-se dos mesmos 55% EARmax ao final de março de 2002, hipótese de recessão, e considerando-se afluências correspondentes ao pior ano do histórico no período de abril de 2002 a dezembro de 2003, o atendimento estará garantido com o despacho das térmicas do PPT e das emergenciais, em 2002, e o despacho térmico de 615 MW médios em 2003, dos quais 450 MW médios correspondem a oferta de térmicas emergenciais (34% do seu total), conforme ilustra o Quadro 2.



Com o despacho das térmicas do PPT e das emergenciais e aflúências correspondentes às do ano crítico em 2002, o atendimento em 2003 estará garantido, exceto no caso de aflúências inferiores a 41% da MLT em 2003.

No que diz respeito ao atendimento às regiões Sudeste e Centro-Oeste, as premissas usadas para o estabelecimento da curva-guia para o período 2002/2003 foram as seguintes:

- a) quanto à hidrologia, foi considerada a média dos quatro biênios mais críticos (cerca de 67% da MLT), igualada ou superada em 65 dos 70 anos do histórico;
- b) quanto à expansão, considerou-se um atraso de 90 dias no cronograma do PPT e a operação de apenas 16 das 38 térmicas programadas pelo MME (1.023 MW médios em 2003). Foi considerada uma oferta de térmicas emergenciais de 503 MW médios em 2003;
- c) quanto aos intercâmbios, considerou-se, para 2003, o recebimento de 1.200 MW médios do Sul, contra 2.100 MW médios já praticados, e o fornecimento de 630 MW médios para o Nordeste, quando a tendência é que o Sudeste receba energia da região Norte;
- d) quanto à demanda, a carga prevista para 2003 é de 27.300 MW médios, um crescimento de 5% sobre a carga de 26.000 MW médios estimada para 2002.

Dadas essas premissas e segundo os dados apresentados pela GCE em 19 de fevereiro, partindo-se de um armazenamento previsto de 66% EAR_{max} em 31 de março de 2002, chega-se a um nível nos reservatórios de 27% EAR_{max} no final do ano, mesmo sem o despacho da oferta do PPT e das térmicas emergenciais, como se vê no Quadro 3. Com a utilização da oferta do PPT e das térmicas emergenciais, o armazenamento, ao final de 2002, será de 35% EAR_{max}. Vale lembrar que, em 15 de abril de 2002, os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste estavam com 70,87% EAR_{max}, quase 5% acima dos 66% previstos para 31 de março de 2002.

SENADO FEDERAL

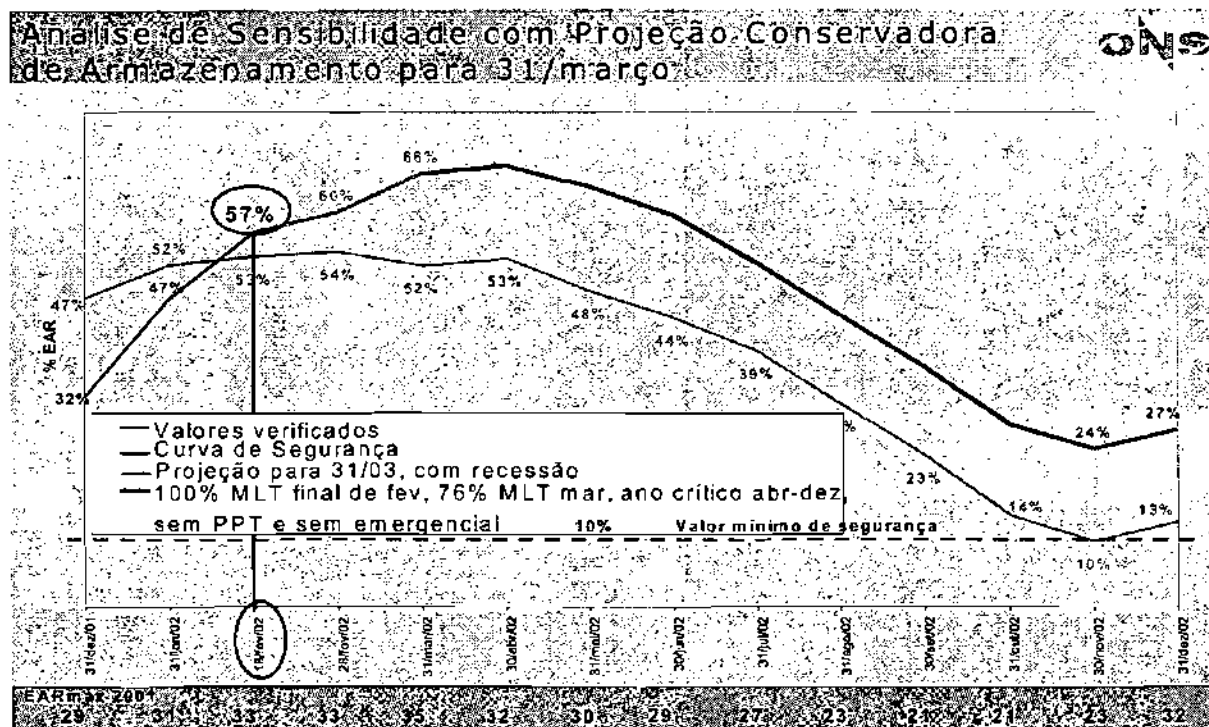
Comissão Especial de Inquérito

FL. 275

1A82099 000000

ofineupul au o elisioqu3 arôacum0

qm0412j8/200104834



Com relação a 2003, sempre de acordo com a GCE, partindo-se dos mesmos 66% EARmax em 31 de março de 2002, se houver aflúências de 68% da MLT, em 2002, e de 67% da MLT, em 2003, o atendimento estará garantido apenas com o despacho das térmicas do PPT, dispensadas as emergenciais.

Mantidas as condições de 2002 e considerando-se o despacho das térmicas do PPT, o atendimento em 2003 somente não estará garantido se as aflúências naquele ano forem inferiores a 60% da MLT, o que nunca ocorreu no histórico considerado.

Mantidas as mesmas condições já descritas, o uso das térmicas emergenciais produzirá um ganho de 1% EARmax, em 31 de dezembro de 2002, e de 3% EARmax, em 31 de dezembro de 2003, em relação aos valores indicados na curva vista no Quadro 4.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

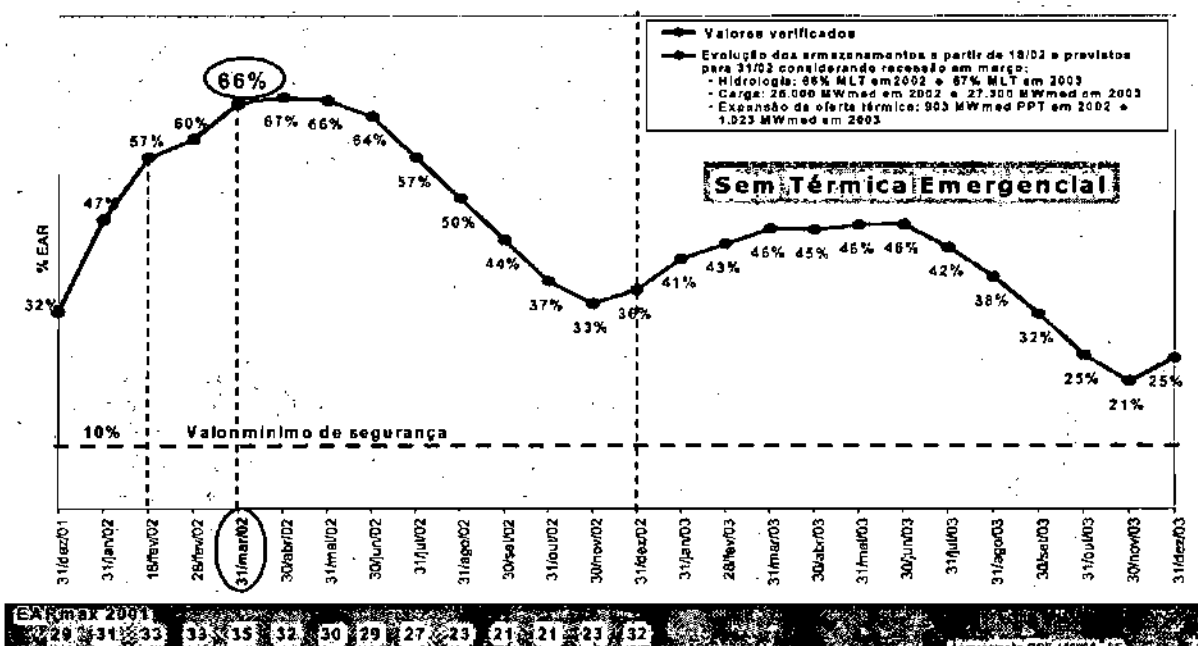
Fl. 276.

1A32039 004592

atuação se a situação é adequada

om0412j8/200104834

5. Curva Bianaual - ISE/CO 2002/2003, partindo de 31/03 (66% EARmax)



7.3 O impacto econômico do racionamento

Não será demais falar do impacto econômico do racionamento. Ao seu final, constatou-se uma economia de 26 milhões de megawatt-hora (MWh) no período, o equivalente a um ano de consumo de 7 milhões e 200 mil residências com consumo mensal de 300 KWh. Foram cobrados R\$ 431,7 milhões em sobretaxas de consumidores que excederam suas metas. O total de bônus, pagos a quem economizou mais do que devia, somou R\$ 832,9 milhões e houve custos operacionais que somaram R\$ 3,9 milhões. Assim, houve necessidade de gasto do Tesouro num montante de R\$ 405 milhões.

As expectativas de impacto do racionamento sobre a economia nacional eram as mais catastróficas possíveis logo que se constatou o problema de falta de água nos reservatórios. Economistas e imprensa fizeram os piores prognósticos. No final, o quadro se mostrou bem menos aterrador que o previsto, conforme análise do Ministério da Fazenda, apresentada pela GCE, que se resume a seguir.

Hoje já se conhece o PIB de 2001, que teve, apesar da crise, crescimento de 1,51%. Sofreu uma queda sensível em relação a 2000, mas há algumas ponderações a fazer a respeito do impacto do racionamento sobre esse indicador. A primeira delas é que o PIB já vinha descendo desde 2000. Nesse ano, caiu 5,26% no

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

primeiro trimestre, permaneceu em declínio constante e chegou a 3,73% no último trimestre. Teve ligeira alta no primeiro trimestre de 2001, chegando a 4,33%. Voltou a cair daí por diante, baixando para 0,5% no terceiro trimestre do ano, e fechou 2001 no 1,51% já mencionado.

Outro dado que não pode ser desconsiderado é o peso de outros fatores, que não o racionamento, sobre a produção nacional. Os mais importantes são a crise da Argentina, os atentados terroristas de 11 de setembro e a desaceleração da economia mundial, que afetaram profundamente os juros, o câmbio e as expectativas de empresas e da população. Assim, torna-se impossível analisar, isoladamente, o impacto da crise energética sobre a produção nacional.

Dentro deste quadro de referências, vale observar alguns outros indicadores econômicos. A atividade industrial nacional, que vinha em queda desde janeiro de 2001, quando foi cerca de 12,5% maior que a do mesmo mês do ano anterior, chegou ao fundo do poço em outubro, sendo 3,5% menor que a do mesmo mês do ano de 2000, e começou a melhorar, de novo, em novembro de 2001, quando foi 2% menor que a de novembro de 2000.

Em São Paulo, o estado mais industrializado do País, a curva de queda foi semelhante, mas ela só esteve negativa em outubro, pior mês do ano para a atividade, quando chegou a ser 1,8% menor que a do mesmo mês do ano anterior. A título de comparação, ressalte-se que o desempenho da indústria gaúcha, que não teve restrição de consumo de energia elétrica, foi pior que o da indústria paulista, tendo sido negativo de maio a novembro, sempre segundo dados do Ministério da Fazenda.

O saldo da balança comercial cresceu a partir de agosto de 2001, quando havia uma expectativa de que se deteriorasse pela diminuição da oferta exportável (alumínio, aço etc.) e pelo aumento da importação de bens intensivos em energia. O emprego formal foi afetado, mas não tanto quanto se poderia esperar. Teve uma queda de 0,15% em novembro, em relação à média de 2001, mantendo-se próximo dela de junho a dezembro daquele ano.

No que diz respeito a preços, os resultados também não foram ruins, a começar pelo preço da energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia. Pressionado pelo enorme esforço de economia da população, de R\$ 580,00/MWh, em junho de 2001, o preço caiu para R\$ 152,80, em setembro, e bateu em R\$ 104,80, em janeiro de 2002, quando as chuvas já se mostravam favoráveis.

JAROSER COAMER

Relatório de Atividades 2001/2002

000412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 278

As medidas de racionamento não impactaram os índices de preços ao consumidor, segundo o Ministério da Fazenda, porque a maioria dos institutos não considerou a sobretaxa como aumento de preço, exceto a FIPE, que apurou um impacto de 0,37% no IPC, revertido, entretanto, com o fim do racionamento.

A inflação do IPA industrial foi de 7,8% no período de junho a dezembro de 2001, por influência do ajuste regular dos preços administrados, inclusive os da energia, mas, principalmente, pela depreciação do câmbio. Não houve grandes mudanças nos preços relativos dos setores industriais devido ao racionamento. Os produtos intensivos em energia não tiveram altas acima da média da indústria, salvo poucas exceções.

O aumento de 2,9% das tarifas de energia elétrica para a classe residencial e de 7,9% para as demais, a partir do início de 2002 – alta decorrente de acordo de recomposição das perdas das empresas em razão do racionamento, que deve vigorar por prazos variados para cada distribuidora –, certamente terá seus efeitos contabilizados nos índices de inflação do ano.

O Ministério da Fazenda considerou que houve alguns fatores que limitaram os impactos do racionamento sobre a economia. A reação dos consumidores residenciais foi rápida e forte, o que tornou o impacto sobre a produção menos intenso que o esperado. Os mecanismos de comercialização de energia em mercados secundários também atenuaram o impacto previsto.

O espaço para racionalização do consumo e aplicação de mecanismos de aumento da eficiência no setor produtivo, especialmente no setor industrial, revelou-se maior que o imaginado a princípio. E houve, mesmo, alguns setores industriais que se beneficiaram com o racionamento, como, por exemplo, as indústrias de máquinas e equipamentos para geração e distribuição de energia elétrica, que cresceram 42,5%, o que influenciou profundamente no resultado positivo da produção de bens de capital, que cresceu 12,8%.

7.4 Encaminhamento de questões de ordem estrutural

Ao final do racionamento, o Governo pôde enfrentar duas questões importantes para o futuro do setor. A primeira foi a questão das tarifas e o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. A segunda, as medidas de

reavitalização do setor.

Ministério da Fazenda

19

00412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 279

[Assinatura]

7.4.1 A recomposição das tarifas

Com a diminuição do consumo, induzido pelo Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, estabelecido pelo Governo Federal, as distribuidoras tiveram suas receitas afetadas em relação às expectativas anteriores de faturamento. Amparadas pela cláusula de equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão e pelos termos do Anexo V dos Contratos Iniciais de suprimento de energia elétrica, assinados com as geradoras, pleitearam recomposição de perdas inicialmente estimadas por elas em R\$ 12 bilhões.

As distribuidoras aproveitaram, também, para colocar em discussão antigos pleitos atinentes a tarifas, como o repasse, para o consumidor, da variação de alguns custos da chamada Parcela A das tarifas. A Parcela A abriga os chamados custos não-gerenciáveis, como, por exemplo, a energia fornecida por Itaipu, cujo custo varia por ser fixado em dólar, e a quota de recolhimento da Conta de Consumo de Combustíveis, usada para financiar a compra de óleo para as térmicas dos sistemas de geração isolados.

Depois de longa discussão, com a participação de geradoras – que também apresentaram pleitos de perdas decorrentes do racionamento –, distribuidoras e Governo, foi editada a Medida Provisória nº 14, em 21 de dezembro de 2001. Fruto de um grande acordo, a MP procurou solucionar a questão das perdas de geradores e distribuidores com o racionamento, o problema da variação dos custos da Parcela A e criou o que ficou popularmente conhecido como “seguro-apagão”, repassando aos consumidores de energia elétrica os custos decorrentes do acordo e do “seguro-apagão”.

No caso da recomposição tarifária extraordinária, decorrente das perdas com o racionamento, o repasse se deu na forma de reajuste de 2,9% para os consumidores das classes residencial e rural e de 7,9% para os demais consumidores. Os consumidores qualificados como de baixa renda foram isentados do aumento. A duração da aplicação dos reajustes, conforme explicitado pela Medida, seria a necessária para o ressarcimento das perdas, variando para cada uma das 43 distribuidoras envolvidas. Esses valores seriam examinados e auditados, caso a caso, para cada uma das empresas, pela Aneel, agência responsável pela regulamentação e fiscalização da recomposição tarifária.

O montante das perdas das distribuidoras foi recalculado, ficando em torno de R\$ 4 bilhões. Ao assinarem o acordo, que serviu de base para a MP nº 14, tanto as distribuidoras quanto as geradoras renunciaram a quaisquer outras reivindicações judiciais e extrajudiciais com respeito a pendências relacionadas com

149300 CD 0453

Submitted as a Special Issue, 7/1/1990.

om04/2j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

280

questões tarifárias, bem como se comprometeram a aceitar a revisão dos termos dos Contratos Iniciais para a superação do Anexo V.

Também foram atendidas as reivindicações das distribuidoras em torno das variações de custos da Parcela A e instituído o "seguro-apagão", um encargo adicional a ser incluído nas contas de luz para o custeio da contratação de capacidade extra de geração em caráter emergencial, pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), de modo a assegurar o abastecimento das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste nos anos de 2002 e 2003.

7.4.2 Medidas de revitalização

A Câmara de Gestão constatou, no decorrer de 2001, que, além das causas imediatas da crise (regime hidrológico desfavorável e ritmo insuficiente dos investimentos), certos fatores negativos que sobre ela tiveram influência advinham de disfunções e distorções na operacionalização do novo modelo que se tentou implantar, ou de sua implantação incompleta. Essa situação gerava incertezas que desestimulavam o ingresso de capital privado no setor.

Analizando a questão, a GCE concluiu que a legislação que renovara o setor elétrico, a partir de 1995, implantara um desenho geral correto, tendente a promover a competição nos segmentos de geração e comercialização, o incentivo a investimentos privados e o cuidado com a qualidade dos serviços. Constatou, entretanto, que correções de rumo faziam-se necessárias. O estudo desses ajustes do modelo ficou a cargo do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

Em 9 de janeiro deste ano, a Câmara de Gestão tornou públicas as medidas de revitalização por ela recomendadas, em número de 18, resultantes das análises daquele Comitê, divididas em "medidas de implementação imediata" e "medidas que serão submetidas a consulta pública" (adiante assinaladas com a expressão "consulta pública"). A seguir são listadas as 18 medidas. Muitas delas coincidem com constatações já inseridas em minuta do presente Relatório, redigida nas últimas semanas do ano passado.

7.4.2.1 Aperfeiçoamento do processo de despacho e de formação de preço

Aqui pretende-se substituir o valor de custo do déficit (R\$ 684/MWh) por valores atualizados, que crescerão conforme a profundidade do déficit. Também serão modificados os atuais critérios de projeção de oferta e demanda,

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 281

com0412j8/200104834

que se mostraram falhos, e será introduzida uma "curva de segurança", que reflita a aversão dos agentes e dos consumidores ao risco hidrológico e assegure o despacho tempestivo das usinas térmicas, sempre que necessário à segurança do sistema. Essas providências visam eliminar o risco de que sejam adotadas, no atinente à operação e à formação de preços, decisões que não reflitam as efetivas condições do sistema e as expectativas dos agentes.

Um bom exemplo de que as regras vigentes não funcionaram bem está no que ocorreu no final de 2000: os reservatórios já estavam baixando a níveis críticos e os preços do MAE, ainda assim, caíram dois terços, entre novembro de 2000 e janeiro de 2001, sinalizando preços inadequados à realidade, ao deixar de valorizar a pouca água estocada.

7.4.2.2 Implementação de oferta de preços (consulta pública)

Consiste em alterar o atual sistema de despacho e de cálculo de preço do MAE, baseado em custos, por um sistema ancorado em preços ofertados pelos agentes. Mantém-se o Mecanismo de Realocação de Energia e preserva-se a otimização do despacho, mas o preço é formado de modo mais transparente, com maior carga de responsabilidade sobre os agentes, que proporão preços baseados em sua própria visão, riscos e expectativas.

7.4.2.3 Regulamentação da venda de energia velha (alguns aspectos sujeitos a consulta pública)

Como foi mostrado neste Relatório, o destino da chamada energia velha, cujos preços serão liberados a partir de 2003 (em incrementos anuais de 25%), é questão de grande influência na implementação do novo modelo.

A venda dessa energia será regulamentada à medida que os blocos de 25% forem sendo liberados dos Contratos Iniciais. Com isso, pretende-se evitar aumento substancial do preço médio da energia para o consumidor, a partir de 2003, e também impedir que a disponibilidade de grande volume de energia barata nas mãos das geradoras estatais possa inibir a competição e novos investimentos privados.

JANUÁRIO 2002

atualizado em 15 de março de 2002

gm0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

282

Esse ânimo regulador denota que o Governo se convenceu de que, ao menos na atual fase de transição do modelo setorial, é necessária forte intervenção do Poder Público no funcionamento do mercado.

7.4.2.4 Fontes alternativas de energia

É medida que também opera no lado da oferta. Segundo a Câmara de Gestão, deverá ser modificado o financiamento dos programas de fontes alternativas de energia elétrica, necessidade exhaustivamente demonstrada neste Relatório. O Governo decidiu diversificar as fontes de energia e estimular a participação das fontes alternativas na matriz energética. Os subsídios deverão ser explícitos e transparentes. Serão indispensáveis para incentivar modalidades cujo atual estágio tecnológico impede que sejam competitivas, o que evita que os custos dessa energia mais cara recaiam sobre grupos restritos de consumidores.

7.4.2.5 Universalização do atendimento

O contingente populacional que não é atendido por serviços de energia elétrica (áreas de baixa densidade populacional, sobretudo nas regiões Norte e Nordeste) precisa ser redimido dessa carência. Às distribuidoras caberá a responsabilidade pela universalização do serviço de energia elétrica no Brasil (como já ocorre na telefonia). Para tanto, serão criados mecanismos de viabilização econômica, via provisão orçamentária ou repasse para as tarifas, para fazer com que a universalização independa da capacidade financeira dos potenciais consumidores.

7.4.2.6 Reestruturação do MAE

O Mercado Atacadista de Energia, criado no novo modelo para operar o mercado *spot* e monitorar os contratos bilaterais, nunca chegou a funcionar a contento. Será profundamente reestruturado, com a criação de uma nova empresa que assumirá as atribuições dos atuais MAE e ASMAE. A Aneel regulamentará a atuação da nova entidade.

Em relação à situação pré-existente (1998 a 2001), figuram como principais alterações: o mercado será regulado e não auto-regulado; fim do voto cruzado no órgão de governança; fim do critério de representação por categoria no

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 283

Conselho; unicidade do Conselho; regras e procedimentos estabelecidas pela Aneel; e relação direta entre a Aneel e a nova empresa. Os conflitos não resolvidos no âmbito do Conselho de Administração serão dirimidos por uma Câmara de Arbitragem, ficando a Aneel como última instância de solução das divergências.

7.4.2.7 Desverticalização

O Governo decidiu aprofundar uma característica já presente quando da formulação inicial do novo modelo (RESEB): a completa desverticalização no setor elétrico, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Com isso, pretende-se promover a concorrência entre os agentes, já que o exercício concomitante de atividades competitivas (geração e comercialização) por detentores de ativos de rede (transmissão e distribuição) pode ensejar o uso desses ativos regulados para prejudicar os concorrentes.

7.4.2.8 Reorganização do Ministério de Minas e Energia

A intenção é reestruturar o MME, ao menos no atinente ao setor elétrico, seguindo recomendação já presente nos estudos do RESEB que nunca foi implementada. Um MME fortalecido e ativo permitirá um melhor funcionamento do setor elétrico, com mais clara repartição de atribuições entre Governo e Aneel. O Governo poderá definir, com isso, com mais efetividade, diretrizes e políticas, antecipando-se inclusive a crises, como a de 2001, e melhor orientando a atuação dos agentes setoriais.

7.4.2.9 Revisão das tarifas de transmissão (consulta pública)

Pretende-se, com essa medida, que as tarifas melhor reflitam as características e restrições físicas e operacionais dos diversos pontos geográficos do sistema elétrico, gerando sinais econômicos mais adequados para a localização de novas usinas e cargas e otimizando os investimentos do sistema de transmissão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

00412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 284

7.4.2.10 Governança do ONS (consulta pública)

Evidenciaram-se problemas no ONS advindos de sua estrutura de governança. Decisões técnicas tomadas pelo Conselho podem sofrer influência dos interesses comerciais dos agentes nele representados. A mudança consistiria em atribuir apenas à Diretoria Executiva a responsabilidade por tais decisões, assegurando neutralidade à tomada de decisões operacionais.

7.4.2.11 Revisão das energias asseguradas (consulta pública)

Aqui pretende-se a revisão não só das energias asseguradas, conforme calculadas para as usinas individuais, mas da própria metodologia usada para tal cálculo. Há evidências de que as energias asseguradas que respaldam os Contratos Iniciais foram superestimadas. A correção que se tem em vista é tanto mais necessária quanto se verifica ser crescente o uso múltiplo das águas dos reservatórios.

7.4.2.12 Exigências de contratação bilateral (consulta pública)

O objetivo é ampliar o percentual mínimo de contratação bilateral para 95%, com o que restarão apenas 5% para o mercado *spot*. A contratação bilateral, base para a obtenção de financiamento, é um poderoso motor para a indução da expansão da capacidade de geração (é preciso notar que a expansão insuficiente foi uma das causas da crise de 2001). Será intensificado o monitoramento para assegurar o cumprimento dessa nova meta e estabelecidas penalidades para os casos de descumprimento.

7.4.2.13 Contratação de geração de reserva (consulta pública)

O objetivo é a contratação de longo prazo, se necessário até mesmo pelo Governo, de capacidade de geração térmica de reserva, com custos rateados entre os consumidores. A medida permitirá a criação de uma “reserva de geração” tendente a reduzir a dependência do regime de chuvas, o que constituirá verdadeiro seguro contra o desabastecimento. Evitará crises em nosso sistema predominantemente hidrelétrico, sujeito às oscilações da hidrologia.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 285

7.4.2.14 Mudanças no Valor Normativo (consulta pública)

Os Valores Normativos (custo padronizado de geração repassável aos consumidores) não mais seriam calculados apenas por fonte de energia, podendo variar de acordo com a região e o horário de consumo. Eles passariam, assim, a ter maior transparência e simplicidade de aplicação, evitando-se que se transformem em instrumento de elevação artificial de preços, ao funcionarem como indicador dos preços de energia no futuro.

7.4.2.15 Subsídio ao transporte do gás (consulta pública)

A medida consiste em subsidiar parte das despesas correspondentes ao transporte do gás pelo Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), valendo isso apenas para as térmicas do PPT. Como se sabe, o custo elevado do transporte do gás, em virtude do caráter pioneiro do Gasbol, reflete-se fortemente no preço da energia térmica. A cobrança de apenas parte desse custo aos consumidores deverá evitar uma elevação excessiva do preço da energia. A amortização de parte do custo do Gasbol permitirá reduzir o custo do gás para US\$ 2/MMBTU, bem como baixar o Valor Normativo atual das usinas térmicas de US\$ 39 para US\$ 32/MWh.

7.4.2.16 Consumidores livres e cativos (consulta pública)

A figura do consumidor livre, criada logo no início da introdução do novo modelo, precisa ser melhor definida. Esse consumidor deve, sobretudo, ser estimulado a atuar efetivamente como livre, incentivando-se assim o crescimento do mercado competitivo. Acima de certo nível de tensão ou consumo, consumidores que não tenham firmado contrato com comercializadores do mercado livre terão de comprar energia ao preço do MAE, com um piso igual ao Valor Normativo. Com isso se reduzirão os indesejáveis subsídios cruzados que beneficiam os grandes consumidores industriais em detrimento dos demais consumidores. A competição será fortalecida e se criará mercado para novos empreendimentos de geração.

JAN 25 03 10 41 AM
 COPIA PARA O SENADO FEDERAL

SENADO FEDERAL
 Comissão Especial de Inquérito

FL. 286

7.4.2.17 Eliminação de subsídios cruzados (consulta pública)

Objetiva tomar as tarifas aderentes aos custos reais de fornecimento de cada categoria de consumidores. Evitar-se-ão, com isso, mais aumentos nas tarifas residenciais, que já estão altas, eliminando-se as atuais distorções entre as tarifas de diferentes classes de consumidores.

7.4.2.18 Limites para participações cruzadas e para a auto-contratação (consulta pública)

Tornando mais rígidos os limites de participações cruzadas e de auto-contratação (empresa que produz sua própria energia e a vende a consumidores finais), se impedirá o abuso do poder de mercado por agentes do setor e a decorrente eliminação da competição em certas áreas.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL.

cm0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 287

8 Conclusão

8.1 A reforma incompleta

A necessidade da reforma do setor elétrico no Brasil já vinha sendo sentida desde o final dos anos 80 e início dos anos 90, mas as dificuldades políticas vividas pelo País até 1995, associadas a resistências de variada ordem à mudança retardaram a iniciativa até meados da década.

Afinal, entre 1995 e 2000, o setor passou por um grande esforço de reestruturação institucional e regulamentar. A reforma, que ficou incompleta, teve de enfrentar, entre diversos tipos de obstáculos, as dificuldades decorrentes das características inerentes ao caso brasileiro, mormente as diferenças regionais marcantes do Brasil; a configuração de seu vasto sistema interligado de transmissão; a forte predominância da base hidráulica sobre a base térmica; o estágio muito incipiente de nossa indústria de gás natural, hoje insumo decisivo de geração de energia em âmbito mundial; e a forte expansão de nosso consumo de energia elétrica, sempre acima do crescimento do PIB. As características específicas do nosso sistema elétrico o tornam, portanto, único e incomparável a sistemas de outros países.

O crescimento impetuoso do consumo, em particular, introduziu um fator de risco que não foi devidamente avaliado quando, se iniciou a reestruturação. Reformar um setor que cresce 0,5% ao ano, como ocorre em muitos países, é muito diferente de mudar de modelo em meio a um crescimento de 4% ao ano, como ocorre no Brasil. A reforma subestimou essa grande dificuldade, que deveria ter sido fortemente considerada na fase de transição.

Diversas razões levaram à mudança do modelo brasileiro de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sendo a principal delas, indiscutivelmente, o esgotamento da capacidade de investimento do Estado no setor.

O aspecto mais marcante da crise do modelo estatizado e rigidamente regulamentado foi a grande inadimplência setorial, que se acumulou na virada da década de 90. Muitas empresas distribuidoras de energia, de propriedade dos Estados, sobretudo as de São Paulo, recebiam energia das grandes geradoras federais, cobravam a conta dos consumidores, mas não pagavam a energia comprada. Essa prática levou finalmente a um déficit de US\$ 26 bilhões – valor situado entre 20% e 25% da dívida nacional da época –, que teve de ser coberto,

em 1993, com recursos do Tesouro Nacional, mediante aprovação pelo Congresso

Comissões Especiais e de Inquérito

Comissões Especiais e de Inquérito

04/2/8/200104834

FL. 288

A implantação incompleta do novo modelo certamente também ajudou a se chegar à crise mais rapidamente. As indefinições decorrentes dessa reestruturação parcial prejudicaram bastante a gestão do setor e a atração de novos investimentos, o que ocorre até hoje. Outro fator que, adicionalmente, contribuiu para o atraso do ingresso de mais geração nova no sistema foi a lentidão no processo de concessão de licenças ambientais para os empreendimentos de geração térmica e hidrelétrica.

8.3 Recomendações

1. É fundamental o fortalecimento do Ministério de Minas e Energia, mediante reestruturação adequada, para que ele possa liderar o setor, exercendo plenamente o papel que cabe ao Governo nessa gestão, desde a fase do planejamento;
2. A política nacional de abastecimento de energia elétrica começa no planejamento. Assim, é imperioso o funcionamento regular do Conselho Nacional de Política Energética como órgão formulador da política nacional de energia elétrica, que deve ser submetida ao exame do Congresso Nacional. Também precisa ser definida por lei a responsabilidade pelo planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, bem como os mecanismos que o viabilizem, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com o concurso da Eletrobrás, detentora de pessoal capacitado e meios materiais para isso. Além do planejamento, a Eletrobrás poderá cumprir importantes funções de auxílio ao Ministério na coordenação do setor;
3. Deve ser criada a prática de uma prestação de contas anual ao Congresso Nacional, por meio de suas Comissões Técnicas específicas, sobre a expansão da oferta de energia elétrica e a situação dos reservatórios das usinas. Essa prática deverá servir para impedir a utilização das águas dos reservatórios além da margem de segurança de que necessita o sistema;
4. A criação de condições adequadas para o licenciamento ambiental das obras destinadas ao abastecimento nacional de energia elétrica é outra providência importante. O licenciamento, sem descurar da proteção do meio-ambiente, deverá poder ser concedido com maior celeridade, o que inclui definição de critérios mais objetivos a serem cumpridos para a sua concessão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

om/0412/8/200104834

FL. 290

8.4 Avanços e tropeços da reestruturação do setor elétrico

Como já se aludiu, a partir de 1995 houve o início de um processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Esse processo tentou recuperar o tempo perdido desde o final da década de 80, quando o Estado ficou sem capacidade de investimento e a nova Constituição Federal abriu a possibilidade de se conceder a terceiros os serviços públicos de energia elétrica.

A tentativa de reforma do setor, que permanece inconclusa até hoje, esbarrou, sobretudo, no debate em torno da privatização dos ativos de geração e na falta de uma legislação completa para as novas necessidades do setor. Em relação ao último obstáculo, o contrário ocorreu no setor de telecomunicações, que dispôs de Lei Geral de Telecomunicações para ordenar toda a reforma. Tais questões, de grande complexidade, estão detalhadamente descritas no capítulo 3.

Enquanto se buscava fazer a reforma, outras ações imediatas de expansão da oferta de energia elétrica eram empreendidas, como a retomada de obras paralisadas (ver capítulo 2), a licitação de obras de geração e transmissão e, mais recentemente, a criação do Programa Prioritário de Termoelectricidade, destinado a modificar a matriz energética e a introduzir geração nova mais rapidamente, este último um sinal claro de que o Governo já previa a possibilidade da crise.

Atualmente, por intermédio do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico Brasileiro, criado pela Câmara de Gestão da Crise, o Governo está buscando sanar todas as dificuldades estruturais do setor, como se descreve mais detalhadamente no capítulo 7.

8.5 Recomendações

1. É imperioso decidir, com urgência, se haverá ou não prosseguimento da privatização dos ativos existentes, especialmente os de geração. Em caso afirmativo, devem ser tomadas todas as demais providências necessárias ao aprimoramento do modelo, inclusive a determinação legal para a desverticalização das empresas, com envio do assunto ao exame do Congresso Nacional. A desverticalização é aconselhável ainda que as geradoras estatais não sejam privatizadas;

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 291



DATA: 22/11/2004

Assinatura do(a) Relator(a)

04/12/2004 10:48:34

2. Caso a decisão seja pela manutenção dos ativos de geração existentes sob o controle do Estado, é fundamental o anúncio urgente ao mercado do destino a ser dado à energia velha, e a adaptação do modelo à nova concepção, com determinação legal para a desverticalização das empresas. A desverticalização, ainda que mantidas as empresas estatais, é fundamental para que se possa conhecer corretamente os mecanismos de formação de preços no setor e realizar o adequado acompanhamento das empresas, voltado para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das empresas sujeitas a regime tarifário. Também evita condições privilegiadas de concorrência a favor das empresas verticalizadas. Igualmente, neste caso, o assunto deve ser submetido ao exame do Congresso Nacional;
3. Ainda no caso de não privatização das empresas estatais, criar para elas nova condição jurídica, que lhes dê mais agilidade para operar no mercado, com o papel de alavancar investimentos para a construção de novas hidrelétricas. A venda de alguns de seus ativos menos importantes serviria para angariar recursos para o estabelecimento de parcerias com a iniciativa privada para a construção de novas hidrelétricas. Essa solução manteria as empresas estatais no mercado como players a serviço do País e criaria novas hidrelétricas, ainda a melhor opção nacional de geração, além de sinalizar positivamente para os empreendedores com o prosseguimento da privatização;
4. É imprescindível tornar o mercado de energia elétrica efetivo, com o pleno funcionamento do Mercado Atacadista de Energia. Durante a crise de abastecimento de 2001, a idéia original de mercado competitivo foi substituída por um sistema de garantia da oferta, sem risco para os investidores, mediante a criação de mecanismos como garantia de compra de energia elétrica, conta gráfica para absorção de variações de custos como o dólar e a criação do Valor Normativo, entre outros;
5. Dentro da idéia de fortalecimento do mercado, a revisão dos subsídios atualmente concedidos aos grandes consumidores – de forma prudente e gradual para evitar choques de preços na cadeia produtiva – servirá como instrumento para incentivá-los a se tornarem consumidores livres, o que estimulará a concorrência pelo lado da demanda;

1A93032 004132
cópia do e-mail enviado ao Senador

13
dm0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 292.

6. A revisão das funções do Ministério de Minas e Energia, como sugerido no capítulo 2, deve ser feita simultaneamente à revisão do papel da Aneel, de maneira a adequar papéis, funções e relacionamento entre ambos os órgãos, à luz do aprendizado resultante da crise e do funcionamento de ambos nos últimos anos. Vale lembrar que o fortalecimento do MME foi recomendado pelo Relatório RESEB. Eventuais superposições de papéis entre a Aneel e as Agências Nacionais de Águas e do Petróleo também devem ser dirimidas;
7. A ANA, a Aneel e a ANP devem articular-se para o melhor equacionamento das questões pertinentes ao abastecimento de energia elétrica do País e outras que requeiram sua atuação conjunta. A ANA e a ANP devem examinar a possibilidade de adoção do princípio da descentralização, consoante modelo que vem sendo praticado pela Aneel ou conforme outros modelos que sejam mais convenientes às peculiaridades de suas áreas e formas de atuação;
8. Os termos do Anexo V dos contratos iniciais também devem ser aperfeiçoados para evitar problemas em situações de eventual escassez de energia, como a que atravessamos em 2001;
9. fortalecimento do mercado de gás natural é solução importante para a superação da crise de abastecimento e para a criação de um mecanismo de reserva de abastecimento, dada a rapidez da implantação de usinas térmicas, sua independência do regime de chuvas e sua complementaridade com as hidrelétricas. É preciso definir também como serão tratadas as térmicas em períodos pluviais favoráveis, quando a lógica econômica do seu não despacho tiver que prevalecer. Quanto antes terminar o predomínio da Petrobrás sobre a cadeia do gás natural, melhor, dada a desconfiança que isso gera nos investidores privados;
10. É necessário precisar com urgência e objetividade o conceito de "equilíbrio econômico-financeiro", que, incluído nos contratos de concessão, é crucial para definir o tratamento a ser dado pelo Estado às concessionárias de serviço público;
11. Também é preciso definir o que fazer diante do descolamento existente entre os prazos de concessão e o horizonte de decisão dos fluxos de caixa dos investidores, para resolver a questão da energia nova e da velha e evitar rendas injustificadas à custa dos consumidores. A (re)licitação onerosa a cada 12 ou 15 anos pode ser a solução;

JAN 2004

Comissão Especial de Inquérito

17

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

FL. 293

12. Deve ser examinada a possibilidade de testar o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia com a comercialização de energia secundária, para só depois partir para a comercialização da energia firme;
13. Há necessidade de promover a universalização dos serviços de energia elétrica, para cuja consecução, já que se trata de abastecer mercados ralos e/ou carentes e, portanto, pouco rentáveis, é requerido um esforço normativo específico. Vale lembrar que a Aneel tem Audiência Pública aberta sobre a matéria.
14. É preciso atentar para o fato de que praticamente todos os contratos de concessão deverão terminar ao mesmo tempo, por volta de 2025, o que gera problemas para a (re)licitação simultânea de todos. Isso pode significar, na prática, uma prorrogação automática de todos os contratos, com grandes prejuízos para o País.

8.6 O preço da energia elétrica

A questão do preço da energia elétrica é vital para o equacionamento dos problemas do abastecimento energético nacional. É por meio dele que se logra atrair os investidores privados – já que o Estado não mais consegue financiar a expansão da oferta – e que se estabelecem os padrões de qualidade do serviço. Quanto maior a exigência quanto a itens como segurança e qualidade de fornecimento, mais caro o serviço.

No que diz respeito a preço, há questões cruciais a enfrentar, como a questão dos subsídios, tanto aos grandes consumidores, quando aos de baixa renda; a existência de um mercado internacional de energia elétrica, no qual preços relativos são comparados pelos investidores para tomada de decisão quanto a investimentos; e a forma de utilização da vantagem comparativa que tem o Brasil, com grande parte de seu parque gerador hidrelétrico já amortizado.

Assim, o conhecimento profundo dos preços da energia elétrica no Brasil e no mundo e o amplo debate, pela sociedade, acerca da relação intrínseca entre modicidade de tarifas e qualidade do serviço, é fundamental. O Relatório se debruçou sobre essas questões no capítulo 4.

JABOBA 004432

Original e cópia em arquivo

0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 294

8.7 Recomendações

1. É fundamental realizar um profundo estudo sobre os custos das empresas distribuidoras de energia elétrica, caracterizadas como de serviço público. O conhecimento sobre os preços praticados nos demais países do mundo, sobretudo nos que têm uma estrutura setorial semelhante à nossa, bem como dos custos das empresas nacionais, permitirá tomada de decisões corretas no futuro;
2. Promover amplo estudo sobre os subsídios existentes, de maneira a equacionar, de forma equilibrada, duas questões: o estímulo a que os consumidores livres promovam a competição no mercado e a definição de subsídios adequados para a população de baixa renda, ou até para setores considerados estratégicos para a indústria nacional. De qualquer sorte, há sinais de saturação no aumento de tarifas residenciais;
3. Deve ser estudada a eliminação dos subsídios existentes, especialmente aqueles concedidos aos grandes consumidores, de forma prudente e gradual para evitar choques de preços na cadeia produtiva, com a finalidade de evitar que esses incentivos interfiram na correta formação de preços para o setor. O Congresso Nacional deve definir, como política, os subsídios a serem mantidos e as fontes adequadas de recursos, para que sejam rateados entre os contribuintes e não entre os consumidores de energia elétrica. O Governo começou a proceder dessa forma em relação aos preços do gás natural, retirando os subsídios e distribuindo "vale-gás" para a população de baixa renda;
4. A decisão sobre o destino da energia velha deve ser tomada de maneira bastante estudada e, assim que possível, comunicada, ao mercado, para que não seja elemento inibidor de investimentos;
5. O controle estatal das tarifas deve centrar-se na promoção da expansão e da qualidade do serviço prestado, em combinação com a modicidade da tarifa;
6. A independência da Agência Nacional de Energia Elétrica, que precisa ser entendida como órgão de Estado e não de Governo, deve ser preservada, de maneira que ela possa cumprir adequadamente suas funções em relação a tarifas, à fiscalização e, quando necessário, à punição dos agentes, mesmo os estatais;

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 295

0m0412j8/200104834

7. A carga tributária incidente sobre um meio de produção como a energia elétrica precisa ser moderada, razão pela qual se recomenda o reexame das alíquotas dos tributos em vigor, notadamente do ICMS, o que requer, no entanto, cautela, por tratar-se de fator de grande influência na arrecadação dos Estados.
8. O rateio dos encargos setoriais também deve ser reexaminado, para que se alcance uma distribuição proporcional e adequada entre os seus pagantes;
10. O funcionamento do Mercado Atacadista de Energia é fundamental para a formação de preços realistas, devendo, portanto, ser concretizado o mais rápido possível.

8.8 Eficiência energética e fontes alternativas de energia

A crise ocorrida em 2001 foi encarada sobretudo a partir da perspectiva da escassez de energia elétrica, razão pela qual a ênfase do Governo recaiu sobre o racionamento da demanda e o aumento da oferta de forma emergencial. Mas questões de eficiência são extremamente importantes e devem ser tratadas como tal, em particular em períodos em que não é possível aumentar rapidamente a oferta. Conforme ficou claramente evidenciado no decorrer do ano de 2001, há muito desperdício de energia no Brasil. Por isso, a política energética nacional deve estimular a migração para comportamentos e produtos mais eficientes em todos os setores, independentemente de questões conjunturais como a alta dos preços do petróleo ou a escassez de energia elétrica.

A eficiência é importante tanto na produção quanto no consumo de energia elétrica. Vale ressaltar que a redução do desperdício e da ineficiência costuma sair muito mais barato que investir em aumento de oferta. Além disso, é fator decisivo para a competitividade do País. Não menos importante, uma maior eficiência assegurará preços mais baixos e, portanto, mais facilidade na hora de universalizar o acesso da população à energia.

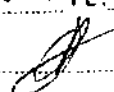
O objetivo da racionalização do consumo é o de combater a ineficiência para que se possa assegurar um dado nível de conforto e de produção com uma quantidade menor de energia. No caso da energia elétrica, que tem peso tão importante na economia do País, a racionalização é particularmente importante.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

0412/8/200104834

FL. 296



pois o consumo *per capita* já é tão baixo que não é justo pedir mais sacrifícios à população nem comprometer o desenvolvimento econômico por falta de energia.

Para racionalizar o consumo, é necessário, em primeiro lugar, continuar conscientizando a população de que a energia é escassa. São igualmente importantes a adoção de processos mais eficientes como a co-geração, o estímulo às tecnologias que aumentem o rendimento de aparelhos elétricos, o deslocamento da demanda para fora do horário de ponta e a redução de perdas, particularmente pela geração próxima ao local de consumo.

Para tornar a oferta de energia mais eficiente, há três principais caminhos. O primeiro é aproveitar melhor as fontes convencionais já amplamente difundidas, a saber, a hidreletricidade e o petróleo. O segundo caminho é promover o uso mais intenso de fontes convencionais ainda pouco utilizadas, como é o caso do gás natural. O terceiro caminho é o de estimular o desenvolvimento das chamadas fontes alternativas.

O Brasil é privilegiado por dispor de potencial hidrelétrico tão vasto, mas o setor precisará cada vez mais estar atento às exigências do meio ambiente e às novas formas de associação do capital público e privado. Por outro lado, conforme ficou evidenciado a partir da crise energética de 2001, o País não pode continuar confiando num suprimento barato de hidreletricidade, inclusive porque a própria água está se tornando mais escassa e mais cara.

Com relação ao gás natural, fez-se referência à importância do PPT como forma de estimular o uso dessa fonte já tão amplamente utilizada em outras partes do mundo. Muitos depoimentos, contudo, criticaram a inflexibilidade do Programa e mostraram que seria mais eficiente utilizar pelo menos parte do gás em regime interruptível para complementação flexível da energia hidrelétrica.

Diante das limitações à expansão do suprimento de energia hidrelétrica e das restrições de ordem econômica e ambiental ao uso dos combustíveis fósseis, torna-se indispensável diversificar a matriz energética. As fontes alternativas com maior potencial para o Brasil são a biomassa, a irradiação solar e a energia eólica.

Apesar dos custos relativamente mais altos, essas fontes trazem vantagens muito substantivas, a saber: agredem menos o meio ambiente; geram energia de forma mais descentralizada; levam a um desenvolvimento econômico mais equitativo e socialmente inclusivo; podem gerar divisas ao invés de onerar o balanço de pagamentos e asseguram ao País maior independência energética.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL 297

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL 297

Embora, de maneira geral, as fontes alternativas constituam uma solução de médio e longo prazo, é importante trilhar nessa direção desde já para que, a longo termo, uma proporção crescente da produção energética brasileira possa advir dessas fontes. Num país altamente heterogêneo como o nosso, onde não existe uma realidade única, há diferentes nichos de mercado onde a competitividade de cada fonte é bastante diferenciada. O Brasil tem a singular chance de, por uns 20 ou 30 anos, conseguir implantar mais hidrelétricas enquanto as fontes alternativas vão se consolidando como alternativas plenamente competitivas.

A biomassa tem um potencial enorme para o Brasil mas, atualmente, sua participação na produção de energia elétrica está na faixa de poucos 3%. O bagaço de cana tem alto valor energético mas é pobremente utilizado. As tecnologias empregadas são obsoletas e quase toda a energia gerada é consumida dentro das próprias usinas, já que não há estímulos para que ela seja absorvida pelo sistema interligado.

Outra fonte que vem despertando crescente interesse, e está em franca expansão, é a energia eólica. Há atualmente apenas cerca de 20 MW de energia eólica instalada, mas o campo é promissor por causa da qualidade, da velocidade e da constância dos ventos. Por não termos tufões por aqui, a ampliação da vida útil dos equipamentos está assegurada.

A energia solar está sendo usada sobretudo para produção de calor, por meio de coletores ou concentradores solares. Os coletores são mais usados em aplicações residenciais e comerciais, para o aquecimento de água. Os concentradores se destinam a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. O Brasil já detém o domínio da tecnologia e possui indústrias que podem fornecer todo o equipamento necessário.

8.9 Recomendações

1. O governo e a sociedade civil como um todo devem empenhar-se em programas educativos e campanhas de conscientização da população que levem a uma mudança nos hábitos de consumo de energia. Associado a esse esforço educativo, é imprescindível que haja uma maior disponibilização de informações consistentes e atualizadas para toda a população.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 298

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA

Comissão Especial de Inquérito

00412j8/200104834

2. Tanto em nível federal, como estadual e municipal, a legislação tem de levar em consideração as características do setor elétrico e deve ser suficientemente flexível e descomplicada para permitir uma aplicação rápida e consensual.
3. É preciso haver um empenho na redução gradativa de toda uma série de distorções fiscais e institucionais que não apenas camuflam o desperdício mas também estimulam a adoção de decisões ineficientes. Escolhas eficientes só podem ser feitas se a estrutura de preços efetivamente refletir os custos para toda a sociedade. Caminha para essa direção a necessidade de eliminação e redução de distorções.
4. O Poder Executivo deve examinar a conveniência e a viabilidade de se criar um órgão responsável pelo estímulo à eficiência energética e a promoção das fontes energéticas renováveis alternativas. Para que a energia possa se tornar efetivamente um instrumento de desenvolvimento para o Brasil, o planejamento energético precisa adotar uma visão mais integrada, tanto dentro do setor quanto em relação às demais políticas seguidas pelo governo. Por um lado, precisa enxergar a matriz energética como algo muito mais abrangente, variado e rico do que unicamente energia elétrica e petróleo. Se considerarmos a necessidade de garantir o abastecimento energético sustentável em todo o território nacional, veremos que não podemos desprezar qualquer alternativa energética. Por outro lado, o planejamento energético precisa estar verdadeiramente inserido na política de desenvolvimento adotada pelo Governo. Isso significa que o setor deve contribuir para com os objetivos econômicos e sociais nacionais. Deve assegurar o suprimento ininterrupto de energia a preços competitivos e razoavelmente estáveis, contribuir para a correção das desigualdades sociais e regionais, reduzir as agressões ao meio ambiente e melhorar a qualidade de vida do brasileiro em geral. A universalização do acesso à energia, em particular, deve ser uma das prioridades do Estado, pois o setor privado não terá essa preocupação.
5. As fontes alternativas estão em posição de desvantagem em relação às fontes convencionais porque não se beneficiam de subsídios implícitos, de economias de escala, de investimentos em infra-estrutura realizados pelo Estado, de uma tecnologia aprimorada por décadas de pesquisa,

1A23037

otimização de e armazenamento

JF

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 299

nem de toda uma estrutura de consumo já voltada para as fontes convencionais. Para que possam sair da condição de experiências incipientes e isoladas, precisam de estímulos que devem perdurar até que os empreendimentos atinjam uma escala de produção e incorporem os aperfeiçoamentos tecnológicos que os tornem verdadeiramente competitivos. As principais reivindicações do setor são:

- a) Criação de regras claras para a compra da energia gerada e previsão de seu uso na rede interligada. Em particular, é preciso que fique bem claro o preço a ser pago por cada forma de energia e quem terá de arcar com os custos mais altos;
 - b) Obrigatoriedade de compra de parte da energia produzida para que o gerador possa firmar contratos de venda por prazo relativamente longo;
 - c) Definição de descontos significativos nas tarifas de transmissão e distribuição para a eletricidade gerada a partir de fontes alternativas, à semelhança do que já existe para PCHs;
 - d) Ampliação do volume de recursos disponíveis para financiamento, aumento da visibilidade das linhas de crédito existentes e taxas de juros mais favoráveis, pelo menos para algumas finalidades ou para alguns tipos de beneficiários;
 - e) Redução dos impostos cobrados sobre máquinas e equipamentos.
6. Intensificação de estímulos à adoção de tecnologias mais eficientes e à capacitação técnica de profissionais na área.
 7. Criação de condições estruturais que permitam o fortalecimento do mercado de produtos e serviços eficientes. Recomenda-se a adoção de estímulos ao surgimento de ESCOs, empresas de serviços de conservação de energia.
 8. Adoção de legislação específica que introduza a modalidade de contrato de desempenho para órgãos públicos, para que possam contratar serviços de eficiência energética sem precisar de dotação orçamentária.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 300

JARSON OLIVEIRA

Coordenador de Relações Institucionais

04/12/2001 04834

8.10 O uso múltiplo da água

A introdução, no Brasil, do conceito de uso múltiplo da água e a criação da Agência Nacional de Águas, pela Lei nº 9.984, de 2000, provocaram significativo impacto no sistema de geração hidráulica de energia elétrica no Brasil, pois 84% da capacidade nacional de geração depende do uso da água, o que se constitui numa das grandes vantagens comparativas do sistema energético nacional.

No caso do Nordeste, a questão se acirra, já que, ali, o rio São Francisco é o único manancial de água a abastecer a região e representa, ao mesmo tempo, a principal fonte de geração de eletricidade. A disputa pelo uso da água que não é gasta para gerar energia elétrica, mas lhe falta quando é consumida para outros fins tão nobres quanto ela, como consumo humano e irrigação, é discutida no capítulo 6.

Também são discutidas questões como a revitalização do São Francisco e a transferência de energia de outras partes do País para o Nordeste, como forma de evitar que o uso da água para geração de energia elétrica seja prioritário sobre outros usos igualmente nobres.

8.11 Recomendações

1. Dada a sua situação geográfica, o rio São Francisco tem enorme importância para a região Nordeste do Brasil. Justamente por ser o único grande manancial da região, precisa ter tratamento diferenciado no que diz respeito à utilização de suas águas para geração de energia elétrica, que não pode ter prioridade de uso sobre as demais necessidades da população da região. Assim, é fundamental a obediência plena aos termos da Lei nº 9.433, de 1997, para conciliar o uso da água para consumo, irrigação e navegação, que pode contribuir muito com o progresso econômico e social do Nordeste, com a sua utilização para geração de energia elétrica;
2. Revitalizar hidricamente o rio São Francisco, mediante um projeto ambicioso, de construção de novas usinas no São Francisco e seus afluentes, é decisão que merece estudo sério e profundo, o que, desde já, se recomenda. A revitalização deve se orientar por temas bem definidos como, por exemplo, a) desmatamento – suas consequências e

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 201

providências mitigadoras; b) poluição industrial, áreas urbanas, defensivos agrícolas, adubos e mineração – consequências e providências mitigadoras; e c) alteração do regime hídrico do rio – consequências e providências mitigadoras;

3. A construção de linhas de transmissão entre o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste, de maneira a permitir maior uso da água para outras finalidades que não a geração e a tornar a região Nordeste menos dependente da geração pelas usinas do São Francisco, é outra providência que merece recomendação desta Comissão;
4. Recomenda-se, também, a criação de um programa de reconversão tecnológica dos equipamentos de irrigação capaz de aumentar sua eficiência, para poupar água e energia elétrica e permitir um manejo adequado da irrigação;
5. Qualquer decisão sobre a alteração societária da Chesf deve levar em conta necessariamente a importância estratégica da utilização do rio São Francisco no desenvolvimento integrado da região e as decorrentes dificuldades que envolveria um projeto convencional de privatização.

8.12 Como o Governo enfrentou a crise

O capítulo 7 foi acrescentado ao Relatório na fase final do trabalho da Comissão Especial Mista, para que fosse abordada a ação do Governo diante da crise e fossem descritos e analisadas decisões importantes por ele tomadas. Nem sempre isso foi possível, tendo em vista que muitas decisões ainda estão sendo detalhadas e seria precipitado, no contexto atual, avaliá-las.

A ação governamental pode ser resumida da seguinte maneira. Mediante eficiente gestão do racionamento, no que contou com extraordinária colaboração da população, o Governo, com coordenação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criou condições para se atravessar a escassez de água nos reservatórios no ano de 2001, sem apagões.

Enquanto isso, tomou providências, de duas naturezas, para criar condições de expandir a oferta de energia elétrica. E ação emergencial, criou a

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 302

Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), para contratar geração de energia emergencial, e instituiu o "seguro-apagão", contribuição dos consumidores de energia elétrica para financiá-la, recentemente aprovada pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal. A médio e longo prazos, acelerou as licitações de novos empreendimentos de geração e transmissão, o licenciamento ambiental e o Plano Prioritário de Termoeletricidade.

Posteriormente, para sanar os problemas estruturais, anunciou medidas de revitalização do modelo do setor elétrico, cujo detalhamento ainda está em estudo, e que incluem a decisão de não privatizar, pelo menos a médio prazo, as geradoras estatais.

Fundamental nisso tudo foi o reconhecimento, pelo Ministro Pedro Parente, de que, não importa quem preste os serviços de energia elétrica, a responsabilidade pelo abastecimento nacional é da União, o que se coaduna com o que está expresso no art. 21 da Constituição Federal, que estabelece que a ela compete a exploração direta ou mediante autorização, concessão ou permissão dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água.

Com isso, o que se espera é que a ação revitalizadora do modelo do setor que está sendo empreendida pelo Governo, por meio da Câmara de Gestão da Crise, associada a ações de aumento da eficiência energética, seja vigorosa o suficiente para garantir expansão da oferta de energia elétrica em volume compatível com as necessidades do Brasil e com a universalização do fornecimento de energia elétrica, sem que precisemos voltar a mergulhar no pesadelo vivido em 2001.

Handwritten signatures and stamps are present at the bottom of the page. On the left, there is a stamp that reads "RECEBIDO" and "Câmara de Gestão da Crise". On the right, there is a stamp that reads "SENADO FEDERAL" and "Comissões Especiais e de Inquérito". The number "303" is handwritten in the bottom right corner.

ANEXOS

am0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 304

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Indústrias

PL

A) PROGRAMA ESTRATÉGICO DE AMPLIAÇÃO DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA
(Quadros, mapas e tabelas apresentadas pela Câmara de Gestão da Crise em 19 de fevereiro de 2002)

USINAS HIDRELÉTRICAS (MW)

UHE		UF	EMPREENDEDOR	META TOTAL	METAS			
					2001	2002	2003	2004
1	AIMORÉS	MG	Consórcio Aimorés	330			110	220
2	CANA BRAVA	GO	Cia. En. MERIDIONAL	472		314	157	
3	CANDONGA	MG	Consórcio CANDONGA	140			47	93
4	CORUMBÁ IV	GO	Corumbá Concessões S/A	64				64
5	DONA FRANCISCA	RS	Consórcio Dona Francisca	126	126			
6	FUNIL	MG	CEMIG - CVRD	180		60	120	
7	GUAPORÉ	MT	Consórcio GUAPORÉ	120		80	40	
8	ITÁ	SC/RS	Consórcio ITÁ	290	290			
9	ITAIPU	PR	ITAIPU BINACIONAL	1.400				
10	ITAPEBA	BA	ITABEBI Ger. Energia S/A	450			450	
11	ITIQUIRA	MT	ITIQUIRA Energética S/A	156		156		
12	JAUURU	MT	Consórcio JAUURU	113		76	38	
13	LAJEADO	TO	Cons. Usina LAJEADO	870	360	510		
14	MACHADINHO	SC/RS	Cons. MACHADINHO	1.140		1.140		
15	MANSO	MT	Consórcio APM MANSO	159	159			
16	OURINHOS	SP/PR	Ourinhos Energia S/A	44				44
17	PIRAJÚ	SP	Cia. Brasileira Alumínio	80		80		
18	PONTE DE PEDRA	MT/MS	Ponte Pedra Energética	176				176
19	PORTO ESTRELA	MG	Cons. PORTO ESTRELA	112	112			
20	PORTO PRIMAVERA	SP	CESP	660	330	220	110	
21	QUEBRA QUEIXO	SC	Cia. Energética CHAPECÓ	120			120	
22	QUEIMADO	GO/MG	Consórcio Queimado	105			105	
23	SANTA CLARA	BA/MG	Energético Santa Clara	60	20	40		
24	TUCURUÍ II	PA	ELETRONORTE	2.625		375	1.125	1.125
SOMATÓRIO				9.991	1.397	3.051	2.422	3.122

Fonte: Ministério das Minas e Energia.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

PL 308

Relatório de Atividades

USINAS TERMELÉTRICAS - PPT (MW)

TERMELÉTRICA	UF	EMPREENDEDOR	META TOTAL	METAS ANUAIS			
				2001	2002	2003	2004
1	ANHANGUERA	SP	TRACTEBEL			275	
2	ARAUCÁRIA	PR	EL PASO-COPEL-PETROBRÁS		480		
3	ARJONA	MS	GERASUL	120			
4	ARJONA (Ampliação.)	MS	GERASUL		80		
5	BONGI	PE	CHESF		30	120	
6	CAMAÇARI	BA	CHESF		140	160	
7	CAMPO GRANDE	MT	ENERSUL			247	
8	CAMPOS	RJ	FURNAS - PARCEIRO		27	53	
9	CANOAS	RS	PETROBRÁS		160		340
10	CCBS	SP	MARUBENI - PETROBRÁS			320	120
11	CORUMBA	MS	DUKE - PETROBRÁS		90		
12	COTEMINAS	RN	COTEMINAS		90		
13	DSG-PAULÍNIA II	SP	DSG MINERAÇÃO				552
14	DSG-MOGI MIRIM	SP	DSG MINERAÇÃO				890
15	DUKE ENERGY (D1)	SP	DUKE ENERGY				500
16	ELETROBOLT	RJ	ENRON	350			
17	FAFEN	BA	EDP - PETROBRÁS	28	28		
18	FORTALEZA	CE	COELCE			307	
19	IBIRITÉ	MG	FIAT-AVIO E PETROBRÁS		230		460
20	JUIZ DE FORA	MG	CAT LEO E ALLIANT	82	21		
21	MACAÉ MERCHANT	RJ	EL PASO	630	240		
22	NORTE CAPIXABA	ES	SHELL-PETROBRÁS-INTERGEN			150	100
23	NORTE FLUMINENSE	RJ	LIGHT-PETROBRÁS			510	268
24	PARACAMBI	RJ	EDF			500	
25	PARAÍBA	PB	STEAG/PETROBRÁS E PBGÁS			150	
26	PIRATININGA	SP	PETROBRÁS - EMAE		400	200	
27	SANTA CRUZ (Ampl.)	RJ	FURNAS			350	

SENADO FEDERAL

Comissão Especial e de Inquérito

FL. 306

TERMELETRICA		UF	EMPREENDEDOR	META TOTAL	METAS ANUAIS			
					2001	2002	2003	2004
28	SÃO GONÇALO (REAT)	RJ	FURNAS - PARCEIRO	193		135	58	
29	TERMOAÇU	RN	GUARANIANA - PETROBRÁS	325			325	
30	TERMOBAHIA	BA	ABB - PETROBRÁS	450		190	260	
31	TERMOCEARÁ (MPX)	CE	MPX TERMOCEARÁ LTDA	270		200		70
32	TERMOGAÚCHA	RS	REPSOL-IPIRANGA-PETROBRAS-CEEE	500				500
33	TERMOALAGOAS	AL	ROLLS ROYCE TERMOGÁS V E ALGAS-CEAL	150			150	
34	TERMONORTE I E II	RO	TERMONORTE ENERGIA	404	144	80	180	
35	TERMOPERNAMBUCO	PE	GUARANIANA	500				500
36	TERMORIO	RJ	PRS-PETROBRÁS	1.036		212	596	228
37	TERMOSENGIPE	SE	ENERGISA-ALLIANT-PETROBRÁS	90		90		
38	TRÊS LAGOAS	MS	PETROBRÁS	240		240		
SOMATÓRIO				13.956	1.354	3.163	4.911	4.528

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

IMPORTAÇÃO

IMPORTAÇÃO		UF	EMPREENDEDOR	META (MW)	Anos			
					2001	2002	2003	2004
1	ARGENTINA - Garabi	RS	CIEN	1.000		1.000		
2	ARGENTINA- Foz Iguaçu	PR	TOTALFINAELF	1.200			400	800
3	ARGENTINA - Uruguaina	RS	ELETRORÁS	35	35			
4	BOLÍVIA - Puerto Soarez	MS	DUKE/PETROBRÁS	88		88		
5	URUGUAI - Livramento	RS	ELETRORÁS	63	63			
SOMATÓRIO				2.323	98	1.088	400	800

Fonte: Ministério das Minas e Energia.

TRANSMISSÃO

LINHA DE TRANSMISSÃO SUBESTAÇÃO		UF	EMPREEN- DEDOR	METAS			OCORRÊNCIA			
				km	MVA	MVA _r	2001	2002	2003	2004
1	LT BATEIAS - IBIÚNA	PR/SP	FURNAS	328	1.500	2.180			X	
2	LT TAQUARUÇU - ASSIS - SUMARÉ	SP	ETEO	505			X			
3	INTERLIGAÇÃO NORTE SUL II	GO/DF MA/TO	NOVA TRANS	1.278					X	
4	LT SAMAMBAIA - ITUMBIARA E LT SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO	DF/GO MG	EXPANSION	580	500				X	
5	TUCURUÍ - PRESIDENTE DUTRA	PA/MA	EATE	924					X	
6	INTERLIGAÇÃO NORDESTE-SUDESTE	GO/BA	TSN	1.050					X	
7	LT COXIPÓ - JAURÚ	MT	ELETRONORTE	360		120		X		
8	LT PRESIDENTE DUTRA - PERITORÓ	MA	ELETRONORTE	120		200		X		
9	LT PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II	MA-PI	CHESF	208	300			X		
10	LT CACHOEIRA PAULISTA- ADRIANÓPOLIS	SP-RJ	FURNAS	148					X	
11	LT TIJUCO PRETO - BAIXADA	SP	EPTE-SP	26				X		
12	LT TUCURUÍ - VILA DO CONDE C2	PA	EPTE-PA	329				X		
13	LT OURO PRETO - VITÓRIA	MG-ES	FURNAS	370	400				X	
14	SE BANDEIRANTES	GO	FURNAS		225			X		
15	SE SANTO ÂNGELO	RS	ELETROSUL		672			X		
16	SE TIJUCO PRETO	SP	FURNAS		1.650			X		
17	SE SAMAMBAIA	DF	FURNAS			774		C1 e C2	C3	
18	SE BOM DESPACHO (SE seccionadora)	MG	CEMIG						X	
19	LT PARAÍSO - AÇU	RN	A LICITAR	126						X

Comissões Especiais e de Inquérito

Órgãos e Ministérios envolvidos

FL. 308

	LINHA DE TRANSMISSÃO SUBESTAÇÃO	UF	EMPREEN- DEDOR	METAS			OCORRÊNCIA			
				km	MVA	MVA _r	2001	2002	2003	2004
20	LT VILA DO CONDE - SANTA MARIA	PA	A LICITAR	179						X
21	LT TUCURUI - MARABÁ - AÇAILÂNDIA	PA-MA	A LICITAR	469						X
22	LT TEREZINA - SOBRAL - FORTALEZA	PI-CE	A LICITAR	550						X
23	LT CAMAÇARI - GOV. MANGABEIRA II	BA	A LICITAR	88						X
24	LT FORTALEZA - CAUIPE - C2	CE	A LICITAR	56						X
25	LT URUGUAIANA - MAÇAMBARÁ	RS	A LICITAR	130						X
26	LT SANTO ÂNGELO - SANTA ROSA - C2	RS	A LICITAR	205						X
27	LT MAÇAMBARÁ - SANTO ÂNGELO	RS	A LICITAR	54						X
28	LT CHAVANTES - BOTUCATU	SP	CTEEP	137						X
29	LT AIMORÉS - MASCARENHAS	MG	A LICITAR	20						X
30	LT CUIABÁ - ITUMBIARA	MT-GO	A LICITAR	800						X
31	LT ITUMBIARA - MARIMBONDO	MG	A LICITAR	210						X
32	SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	PI	CHESF			480				X
33	SE SÃO LUIZ	MA	ELETRONORIE			150				X
34	SE SAMAMBAIA	DF	FURNAS		1.050					X
			SOMATÓRIO	9.250	6.297	3.904				

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

PL 309

TERMELÉTRICAS EMERGENCIAIS

	TERMELÉTRICA	UF	MW
1	ALTOS	PI	13,00
2	CAMPO MAIOR	PI	13,00
3	MARAMBAIA	PI	13,00
4	NAZÁRIA	PI	13,10
5	ARACATI	CE	11,50
6	J. DO NORTE	CE	13,10
7	MARANGUAPE	CE	16,00
8	CALCAIA	CE	13,10
9	DISTRITO INDUSTRIAL I	CE	19,00
10	DISTRITO INDUSTRIAL II	CE	19,00
11	PARAIPABA	CE	13,00
12	BATURITÉ	CE	11,50
13	BREITNER	CE	153,75
14	PORTO PECEM	CE	40,00
15	CRATO	CE	13,10
16	PECEM	CE	13,10
17	JABUTI	CE	13,00
18	COLUNA	CE	9,00
19	IGUATU	CE	13,10
20	AQUIRAZ	CE	13,00
21	PACAJUS	CE	9,00
22	CAGECE	CE	16,00
23	GARIBALDI ALVES	RN	93,00

JANEIRO 09/2003
 SENADO FEDERAL
 Comissão Especial de Inquérito

171

FL. 310

	TERMELETRICA	UF	MW
24	MACAÍBA	RN	48,00
25	MUSSURÉ I	PB	48,42
26	MUSSURÉ II	PB	13,25
27	GIASA	PB	18,00
28	PRAZERES	PE	5,00
29	JUSSARAL	PE	18,00
30	RIO FORMOSO	PE	5,00
31	SUAPE	PE	5,00
32	PORTO	PE	5,00
33	CABO	PE	5,00
34	CARPINA	PE	20,00
35	IPOJUCA	PE	5,00
36	PETROLINA	PE	128,00
37	TERMOCABO	PE	48,00
38	RIO LARGO	AL	168,00
38	MARITUBA	AL	15,50
40	PÓLO	AL	15,50
41	PERI-PERI	AL	15,50
42	JARDIM	SE	60,00
43	CARRAPICHO	SE	18,60
44	LAGARTO	SE	14,40
45	BAHIA I	BA	30,60
46	JAGUARARI	BA	100,40
47	NE GENRATION	BA	190,00
48	DAIA	GO	44,08
49	XAVANTES	GO	48,00

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 311.

12.85034 0004130

attribution et a d'attribution modélisme

13

TERMELETRICA		UF	MW
50	ARJONA (UNIDADES 4 E 5)	MS	70,00
51	AURELIANO CHAVES	MG	192,00
52	SETE LAGOAS	MG	64,00
53	CARAPINA	ES	40,00
54	PONTA DO UBÚ	ES	40,00
55	CIVIT	ES	20,00
56	TUBARÃO	ES	40,00
57	COCAL	SP	21,00
58	PIE-RP	SP	20,00
TOTAL			2.153,60

Fonte: Ministério de Minas e Energia

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 312

COMISSÃO ESPECIAL DE INQUÉRITO
SENADO FEDERAL

B) LEGISLAÇÃO ATINENTE À CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA

Medidas Provisórias

Atualizado em 07.02.2002

Nº da Medida Provisória	Ementa
<u>Medida Provisória nº 29, de 7.2.2002</u> Publicada no Diário Oficial da União de 8.2.2002	Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências.
<u>Medida Provisória nº 14, de 21.12.2001</u> Publicada no DOU de 2 1.12.2001 (Edição extra)	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências.
<u>Medida Provisória nº 5, de 17.10.2001</u> Publicada no DOU de 18.10.2001	Institui feriados civis nos Estados que especifica e dá outras providências.
<u>Medida Provisória nº 4, de 17.10.2001</u> Publicada no DOU de 18.10.2001	Dispõe sobre a complementação pela União dos recursos necessários ao pagamento de bônus aos consumidores residenciais de energia elétrica e dá outras providências.
<u>Medida Provisória nº 2.227, de 4.9.2001</u> Publicada no DOU de 5.9.2001	Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001.
<u>Medida Provisória nº 2.209, de 29.8.2001</u> Publicada no DOU de 30.8.2001	Autoriza a União a criar a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE.
<u>Medida Provisória nº 2.198-5, de 24.8.2001</u> Publicada no DOU de 27.8.2001	Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências.
<u>Medida Provisória nº 2.204, de 8.8.2001</u> Publicada no DOU de 9.8.2001 (convencional)	Abre crédito extraordinário ao Orçamento de Investimento para 2001, em favor de diversas empresas do Grupo ELETROBRÁS, no valor total de R\$ 1.145.202.481,00, para os fins que especifica.

Decretos

Atualizado em 14.02.2002

Nº do Decreto	Ementa
<u>Decreto 4.131, de 14.2.2002</u> Publicado no DOU de 15.2.2002	Dispõe sobre medidas emergenciais de redução do consumo de energia elétrica no âmbito da Administração Pública Federal. (Texto atualizado)
<u>Decreto nº 4.067, de 27.12.2001</u> Publicado no DOU de 28.12.2001	Acresce parágrafo único ao art. 2º do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade.
<u>Decreto 4.059, de 19.12.2001</u>	Regulamenta a Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001,

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 313

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL.

Publicado no DOU de 20.12.2001	que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, e dá outras providências.
<u>Decreto nº 3.900, de 29.8.2001</u> Publicado no DOU de 30.8.2001	Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e dá outras providências.
<u>Decreto nº 3.827, de 31.5.2001</u> Publicado no DOU de 1.6.2001	Altera alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI incidente sobre os produtos que menciona.
<u>Decreto nº 3.820, de 22.5.2001</u> Publicado no DOU de 23.5.2001	Dispõe sobre o horário de expediente nos ministérios e nos órgãos e entidades sob sua supervisão durante o período de crise de energia elétrica.
<u>Decreto nº 3.818, de 15.5.2001</u> Publicado no DOU de 16.5.2001	Dispõe sobre medidas emergenciais de redução do consumo de energia elétrica no âmbito da Administração Pública Federal.
<u>Decreto nº 3.371, de 24.2.2001</u> Publicado no DOU de 25.2.2000	Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoelectricidade, e dá outras providências.

Decretos não numerados

Data do Decreto	Ementa
<u>Decreto de 11 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 12.6.2001	Declara ponto facultativo no dia 15 de junho de 2001, a ser observado pelos órgãos e pelas entidades da Administração Pública Federal direta, autárquica e fundacional.
<u>Decreto de 7 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 8.6.2001	Cria, no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, o Comitê Técnico de Atendimento às Áreas Essenciais, e dá outras providências.
<u>Decreto de 22 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 23.5.200	Cria a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.

Decretos Pessoais

Data do Decreto	Ementa
<u>Decreto de 11 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 14.1.2002 (Seção II)	Designa membro para integrar o Núcleo Executivo da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE
<u>Decreto de 11 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 14.1.2002 (Seção II)	Dispensa membro do Núcleo Executivo da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE
<u>Decreto de 24 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 27.8.2001 (Seção II)	Designa membros para integrar o Núcleo Executivo da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE
<u>Decreto de 7 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 8.6.2001 (Seção II)	Designa, no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, membros para compor o Comitê Técnico de Atendimento às Áreas Essenciais.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 314

00412j8/200104834

Decreto de 22 de maio de 2001 Publicado no DOU de 23.5.2001 (Seção II)	Composição da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.
Decreto de 15 de maio de 2001 Publicado no DOU de 16.5.2001 (Seção II)	Designa membros para compor o Núcleo Executivo da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE.

3. Resoluções

Atualizado em 03.04.2002

Nº da Resolução	E m e n t a
<u>Resolução nº 125, de 3 de abril de 2002</u> Publicado no DOU de 8.4.2002 (Seção II)	Dispõe sobre a criação de grupo de trabalho para preservação da memória institucional da crise de energia elétrica e sua gestão.
<u>Resolução nº 124, de 26 de março de 2002</u> Publicado no DOU de 27.3.2002	Dá nova redação ao caput do art. 1º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE nº 123, de 15 de março de 2002.
<u>Resolução nº 123, de 15 de março de 2002</u> Publicado no DOU de 19.3.2002	Dispõe sobre a instituição do programa de financiamento, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), autorizado pelo § 3º do art. 5º da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001.
<u>Resolução nº 122, de 15 de março de 2002</u> Publicado no DOU de 19.3.2002	Prorroga o prazo para apresentação do Relatório de Progresso nº 3, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 121, de 15 de março de 2002</u> Publicado no DOU de 19.3.2002	Estende o prazo para o término das atividades do grupo de trabalho, criado pela Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) nº 103, de 24 de janeiro de 2002.
<u>Resolução nº 120, de 15 de março de 2002</u> Publicado no DOU de 19.3.2002	Dispõe sobre o assessoramento ao Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 119, de 26 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 27.2.2002	Altera a redação dos arts. 5º e 6º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE nº 117, de 19 de fevereiro de 2002.
<u>Resolução nº 118, de 20 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 21.2.2002	Estende o prazo para o término das atividades do grupo de trabalho, criado pela Resolução da GCE nº 98, de 11 de janeiro de 2002.
<u>Resolução nº 117, de 19 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 21.2.2002	Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e dá outras providências. <u>Texto atualizado</u>
<u>Resolução nº 116, de 14 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 15.2.2002	Altera a redação do art. 3º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE nº 8, de 25 de maio de 2001.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 315

0412j8/200104834

<u>Resolução nº 115, de 6 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 7.2.2002	Estabelece diretrizes para o repasse de parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, de que trata o art. 2º da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 114, de 4 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 5.2.2002	Altera as Resoluções da GCE nºs 13, de 1º de junho de 2001, e 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 113, de 4 de fevereiro de 2002</u> Publicado no DOU de 5.2.2002	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 112, de 31 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 1.2.2002 (Seção II)	Acrescenta os incisos VIII e IX ao art. 3º da Resolução da GCE nº 18, de 22 de junho de 2001, que cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 111, de 30 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 31.1.2002 (Seção II)	Altera a redação do art. 1º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE nº 3, de 16 de maio de 2001.
<u>Resolução nº 110, de 30 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 31.1.2002	Aprova o Relatório de Progresso nº 2, elaborado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002 - Edição extra	Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica.
<u>Resolução nº 108, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002	Dá nova redação ao art. 3º da Resolução da GCE nº 18, de 22 de junho de 2001, que cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 107, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002	Dispõe sobre a criação de grupo de trabalho para avaliar e propor solução para o debate sobre o excedente de energia elétrica da Itaipu Binacional.
<u>Resolução nº 106, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002	Amplia a faixa de potência da UTE Bongí, de que trata a Resolução da GCE nº 37, de 21 de agosto de 2001.
<u>Resolução nº 105, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002	Dispõe sobre a inclusão de empreendimentos de geração de energia termelétrica no Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, assegura prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 104, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002	Dispõe sobre a liberação da meta de consumo relativo à iluminação pública e sobre a fixação de metas de consumo para as unidades consumidoras da Classe Residencial, Industrial e Comercial, Serviços e Outras Atividades, atendidos pelos Sistemas Interligados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, pelo período que especifica, e dá outras providências.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 316

00412/8/200104834

<u>Resolução nº 103, de 24 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 25.1.2002)	Cria grupo de trabalho com o objetivo de avaliar, no âmbito estrutural e institucional, a interrupção do fornecimento de energia elétrica ocorrida em 21 de janeiro de 2002 e dá outras providências.
<u>Resolução nº 102, de 17 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 18.1.2002	Mantém, até 25 de janeiro de 2002, os preços da energia elétrica a serem praticados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento.
<u>Resolução nº 101, de 15 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 17.1.2002	Assegura a empreendimentos de co-geração as prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT.
<u>Resolução nº 100, de 15 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 17.1.2002	Dispõe sobre a inclusão de empreendimentos de geração de energia termelétrica no Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, assegura prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 99, de 15 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 16.1.2002	Altera o inciso I do art. 3º da Resolução da GCE nº 18, de 22 de junho de 2001.
<u>Resolução nº 98, de 11 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 14.1.2002	Dispõe sobre a criação de grupo de trabalho para implementar programa de financiamento ou de acesso a operações de efeito financeiro equivalente destinado a entidades cujo controle acionário pertença a pessoas jurídicas de direito público interno ou a suas subsidiárias ou controladas.
<u>Resolução nº 97, de 10 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 11.1.2002 (Seção II)	Designa membro para compor o Comitê de Assessoramento Jurídico da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 96, de 10 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 11.1.2002	Dispõe sobre a extinção do Comitê Técnico de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo e do Grupo de Execução de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo.
<u>Resolução nº 95, de 10 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 11.1.2002	Dispõe sobre o relatório do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico e dá outras providências.
<u>Resolução nº 94, de 10 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 11.1.2002	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 93, de 10 de janeiro de 2002</u> Publicado no DOU de 11.1.2002	Dispõe sobre o caráter de urgência da contratação de energia elétrica e de recebíveis do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.
<u>Resolução nº 92, de 21 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 31.12.2001	Mantém, até 18 de janeiro de 2002, os preços da energia elétrica a serem praticados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 317

<u>Resolução nº 91, de 21 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 31.12.2001	Estabelece os parâmetros gerais da metodologia de cálculo da recomposição tarifária extraordinária e dá outras providências.
<u>Resolução nº 90, de 21 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.12.2001 (Edição Extra)	Dispõe sobre a criação no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de programa de apoio emergencial e excepcional às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.
<u>Resolução nº 89, de 21 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.12.2001 (Edição Extra)	Dispõe sobre contratação de serviços de assessoria técnica pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS.
<u>Resolução nº 88, de 19 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 20.12.2001	Dispõe sobre a obrigatoriedade de divulgação, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, das atividades desenvolvidas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 87, de 19 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 20.12.2001	Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica na Região Norte.
<u>Resolução nº 86, de 19 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 20.12.2001	Dá nova redação aos arts. 1º e 2º da Resolução da GCE nº 74, de 20 de novembro de 2001, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 85, de 19 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 20.12.2001	Altera os prazos para término das atividades e da apresentação de relatório do Grupo de Trabalho criado pela Resolução da GCE nº 75, de 20 de novembro de 2001.
<u>Resolução nº 84, de 13 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 14.12.2001	Dispõe sobre consumos atípicos válidos enquanto estiver em vigor a Resolução da GCE nº 80, de 4 de dezembro de 2001.
<u>Resolução nº 83, de 12 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 13.12.2001	Altera a Resolução nº 8, de 25 de maio de 2001, e dispõe sobre a convalidação dos atos praticados sob sua vigência.
<u>Resolução nº 82, de 11 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 12.12.2001 (Seção II)	Dispõe sobre a designação de membro para compor o Grupo de Trabalho da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 81, de 6 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 7.12.2001	Dispõe sobre a meta de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras com características sazonais permanentes.
<u>Resolução nº 80, de 4 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 5.12.2001	Dispõe sobre as diretrizes para a fixação de metas de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras integrantes das Classes Residencial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, atendidas pelos Sistemas Interligados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 318

<u>Resolução nº 79, de 4 de dezembro de 2001</u> Publicado no DOU de 5.12.2001	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 78, de 29 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 3.12.2001	Dispensa, excepcionalmente, os postos do Instituto Nacional do Seguro Social do cumprimento das metas de redução de consumo de energia elétrica, pelo prazo de sessenta dias.
<u>Resolução nº 77, de 29 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 3.12.2001	Estabelece o preço a ser praticado nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 76, de 23 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 26.11.2001	Dispõe sobre as diretrizes para a fixação de metas de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras integrantes das Classes Residencial e Comercial, Serviços e Outras Atividades, atendidas pelos Sistemas Interligados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 75, de 20 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.11.2001 (Seção II)	Dispõe sobre a criação de grupo de trabalho para avaliar a metodologia de cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas.
<u>Resolução nº 74, de 20 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.11.2001 (Seção II)	Dispõe sobre a criação de grupo de trabalho para estudar e propor ações de estímulo à competitividade nas atividades da indústria do gás natural e para o desenvolvimento da geração termelétrica a partir deste combustível.
<u>Resolução nº 73, de 13 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 14.11.2001	Dispõe sobre feriado no Estado da Bahia.
<u>Resolução nº 72, de 13 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 14.11.2001	Estabelece a obrigatoriedade de suspensão do fornecimento de energia elétrica de unidades consumidoras da classe Poder Público e fixa metas semanais a serem observadas pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica.
<u>Resolução nº 71, de 12 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 13.11.2001	Autoriza o fornecimento de energia elétrica para iluminação do Estádio Castelão, em São Luiz do Maranhão.
<u>Resolução nº 70, de 7 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 8.11.2001	Dispõe sobre feriados no Estado do Ceará.
<u>Resolução nº 69, de 7 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 8.11.2001	Dispõe sobre feriados civis nos Estados do Rio Grande do Norte e Alagoas.
<u>Resolução nº 68, de 7 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 8.11.2001	Altera o Anexo II da Resolução da GCE nº 48, de 20 de setembro de 2001.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 319

om0412j8/200104834

<u>Resolução nº 67, de 7 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 8.11.2001	Dispõe sobre fornecimento de energia elétrica para iluminação festiva de final de ano.
<u>Resolução nº 66, de 6 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 7.11.2001	Transfere atribuições e extingue o Comitê Técnico do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 65, de 6 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 7.11.2001	Dispõe sobre os prazos e procedimentos para o aporte de recursos às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme disposto na Medida Provisória nº 4, de 17 de outubro de 2001.
<u>Resolução nº 64, de 6 de novembro de 2001</u> Publicado no DOU de 7.11.2001	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 63, de 31 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 1.11.2001	Dispõe sobre feriados no Estado da Paraíba.
<u>Resolução nº 62, de 30 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 31.10.2001	Dispõe sobre feriados nos Estados do Rio Grande do Norte e de Pernambuco.
<u>Resolução nº 61, de 17 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 18.10.2001	Dispõe sobre as diretrizes para o atendimento de ligações novas e aumentos de carga instalada de consumidores das classes Comercial, Serviços e Outras Atividades, Industrial, Poder Público, Rural e Serviço Público, atendidas pelo sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste.
<u>Resolução nº 60, de 17 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 18.10.2001	Dispõe sobre medidas adicionais de redução de consumo de energia elétrica necessárias à manutenção do armazenamento mínimo de segurança dos reservatórios do Sistema Elétrico Interligado Nacional, e define as áreas consideradas como essenciais e dá outras providências.
<u>Resolução nº 59, de 17 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 18.10.2001	Dispõe sobre contratação de geração adicional pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF.
<u>Resolução nº 58, de 17 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 18.10.2001	Disciplina o uso de excedente de redução de meta por consumidores da Região Nordeste e dá outras providências.
<u>Resolução nº 57, de 17 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 18.10.2001	Reconhece o caráter prioritário da ampliação da oferta de energia emergencial necessária à satisfação da demanda dos consumidores atendidos pelo sistema interligado da Região Nordeste.
<u>Resolução nº 56, de 15 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 16.10.2001	Assegura a empreendimentos de co-geração as prerrogativas do Programa Prioritário de Termoelectricidade - PPT e fixa o volume de gás natural.
<u>Resolução nº 55, de 9 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 10.10.2001	Dispõe sobre contratação de geração adicional pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 320

000412/8/200104834

Publicado no DOU de 10.10.2001	
<u>Resolução nº 54, de 5 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 8.10.2001	Estabelece o preço a ser praticado nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 53, de 3 de outubro de 2001</u> Publicado no DOU de 4.10.2001	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 52, de 28 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 1.10.2001	Posterga a contratação de serviços de assessoria técnica referida nos arts. 1º a 4º da Resolução da GCE nº 34, de 8 de agosto de 2001.
<u>Resolução nº 51, de 25 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 26.9.2001	Dispõe sobre a classificação provisória das unidades consumidoras denominadas condomínios residenciais.
<u>Resolução nº 50, de 21 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 24.9.2001	Inclui §§ 7º, 8º e 9º ao art. 2º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001, e dispõe sobre o agrupamento de contas de consumidores rurais nas condições que especifica, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 49, de 20 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.9.2001	Estabelece o preço a ser praticado no Mercado Atacadista de Energia Elétrica nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.
<u>Resolução nº 48, de 20 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 21.9.2001	Estabelece disciplina da suspensão de fornecimento das unidades consumidoras com descumprimento de meta.
<u>Resolução nº 47, de 18 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 19.9.2001	Assegura a empreendimentos de geração de energia termelétrica prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 46, de 12 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 13.9.2001	Dispõe sobre a modulação do consumo de energia elétrica durante o racionamento.
<u>Resolução nº 45, de 12 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 13.9.2001 (Seção II)	Cria o Grupo de Gerenciamento do Programa Energia Brasil - Micro, Pequenas e Médias Empresas, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 44, de 4 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 5.9.2001	Estabelece o preço a ser aplicado nas tarifas especiais previstas no § 5º do art. 3º da Resolução da GCE nº 13, de 1º de junho de 2001, e § 2º do art. 4º da Resolução da GCE nº 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 43, de 4 de setembro de 2001</u> Publicado no DOU de 5.9.2001	Altera a Resolução da GCE nº 4, de 22 de maio de 2001, e dispõe sobre a destinação dos valores faturados em decorrência de ultrapassagens de metas de consumo de energia elétrica e o pagamento de bônus.
<u>Resolução nº 42, de 30 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 31.8.2001	Dispõe sobre aquisição de energia nova e excedente à meta por consumidores do Grupo A.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 321

05/04/2001 10:48:34

<u>Resolução nº 41, de 29 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 30.8.2001	Atribui ao Ministério de Minas e Energia a prática de atos destinados à superação da crise de energia elétrica.
<u>Resolução nº 40, de 21 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 22.8.2001	Altera as Resoluções da GCE nºs 13, de 1º de junho de 2001, e 22, de 4 de julho de 2001.
<u>Resolução nº 39, de 21 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 22.8.2001	Estabelece restrições de vazões a partir da UHE Sobradinho até a foz do rio São Francisco, fixa metas de consumo de energia elétrica para projetos de irrigação, e dá outras providências.
<u>Resolução nº 38, de 21 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 22.8.2001	Dispõe sobre a meta de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras com características sazonais permanentes.
<u>Resolução nº 37, de 21 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 22.8.2001	Dispõe sobre a inclusão de empreendimentos de geração de energia elétrica no Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica e assegura prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT.
<u>Resolução nº 36, de 15 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 17.8.2001	Assegura a empreendimentos de geração de energia termelétrica prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT.
<u>Resolução nº 35, de 8 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 9.8.2001	Dispõe sobre a extensão à Região Norte do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 34, de 8 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 9.8.2001	Dispõe sobre a contratação de serviços de assessoria técnica.
<u>Resolução nº 33, de 8 de agosto de 2001</u> Publicado no DOU de 9.8.2001	Dispõe sobre diretrizes para atender a casos excepcionais e atípicos aplicados às unidades consumidoras residenciais.
<u>Resolução nº 32, de 30 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 3.8.2001	Dispõe sobre os empreendimentos de transmissão que fazem parte do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 31, de 30 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 3.8.2001	Altera o inciso II do art. 1º da Resolução GCE nº 8, de 25 de maio de 2001.
<u>Resolução nº 30, de 30 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 3.8.2001	Cria o Grupo de Execução de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo.
<u>Resolução nº 29, de 24 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 27.7.2001	Altera as Resoluções nºs 13, de 4 de junho de 2001, e nº 22, de 4 de julho de 2001
<u>Resolução nº 28, de 24 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 25.7.2001	Dispõe sobre o fornecimento de energia elétrica para exposição de painéis e "outdoors" iluminados.
<u>Resolução nº 27, de 18 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 19.7.2001	Altera as Resoluções nºs 4, de 22 de maio de 2001, nº 8, de 25 de maio de 2001 e nº 24, de 5 de julho de 2001
<u>Resolução nº 26, de 10 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 11.7.2001 (Seção II)	Cria o Comitê Técnico para Eficientização do Uso de Energia.
<u>Resolução nº 25, de 10 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 11.7.2001	Altera a Resolução número 8, de 25 de maio de 2001 e revoga a Resolução número 21, de 26 de junho de 2001.

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

FL. 322

om0412j8/200104834

<u>Resolução nº 24, de 5 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 6.7.2001	Cria o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA no território nacional.
<u>Resolução nº 23, de 5 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 6.7.2001	Confere prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétrica - PPT, a empreendimentos de geração termelétrica.
<u>Resolução nº 22, de 4 de julho de 2001</u> Publicado no DOU de 5.7.2001	Estabelece critérios para suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores que descumprirem as metas fixadas.
<u>Resolução de 27 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 28.6.2001 (Seção II)	Designa membros para integrar o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 21, de 26 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 27.6.2001	Altera a Resolução número 8, de 25 de maio de 2001.
<u>Resolução nº 20, de 26 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 27.6.2001	Dispõe sobre a determinação das metas de qualquer unidade consumidora com características sazonais permanentes.
<u>Resolução nº 19, de 26 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 27.6.2001	Dispõe sobre o Plano de Redução de Tensão - PRT nos sistemas de distribuição visando a redução do consumo de energia elétrica.
<u>Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 23.6.2001 (Edição Extra)	Cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
<u>Resolução nº 17, de 21 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 22.6.2001	Dispõe sobre a meta de consumo mensal de energia elétrica a ser observada pelos Estados do Pará e do Tocantins e a parte do Estado do Maranhão atendida pelo sistema interligado Norte, a partir de 1º de julho de 2001.
<u>Resolução nº 16, de 21 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 22.6.2001	Altera as Resoluções números 1, 4 e 8 de 16, 22 e 25 de maio de 2001.
<u>Resolução nº 15, de 19 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 20.6.2001 e Retificado no D.O.U de 22.6.2001.	Altera a Resolução número 6, de 23 de maio de 2001.
<u>Resolução de 11 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 12.6.2001 (Seção II)	Designa membro para integrar o Comitê Técnico de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo.
<u>Resolução nº 14, de 6 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 7.6.2001 (Seção II)	Cria o Comitê de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo.
<u>Resolução nº 13, de 1 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 5.6.2001	Dispõe sobre diretrizes para comercialização dos excedentes de redução de metas dos consumidores do Grupo A e B e dá outras providências.
<u>Resolução nº 12, de 1 de junho de 2001</u> Publicado no DOU de 4.6.2001	Estabelece diretrizes para o cálculo do preço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE durante o período de racionamento.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

FL. 323

JAROSQ OQAM32

Relatório de Inquérito

J2om0412/8/200104834

<u>Resolução nº 11, de 29 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 30.5.2001 (Seção II)	Cria o Comitê Técnico do Meio Ambiente, com a finalidade de analisar e revisar procedimentos para licenciamento ambiental de empreendimentos que resultem no aumento da oferta de energia.
<u>Resolução nº 10, de 29 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 30.5.2001 (Seção II)	Cria o Comitê Técnico do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, com a finalidade de analisar e revisar regras de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 9, de 28 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 30.5.2001 (Seção II)	Cria o Comitê de Acompanhamento e Controle do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.
<u>Resolução nº 8, de 25 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 28.5.2001	Especifica diretrizes para os regimes especiais de tarifação, limites de uso e fornecimento de energia elétrica e fixação de metas de consumo. Publicado no DOU de 28.5.2001
<u>Resolução nº 7, de 23 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 25.5.2001 (Seção II)	Cria o Grupo de Preparação do Programa de Corte de Carga da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE.
<u>Resolução nº 6, de 23 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 25.5.2001	Dispõe sobre diretrizes para atendimento a novas cargas e ligações provisórias de consumidores rurais, comerciais e industriais e dá outras providências.
<u>Resolução nº 5, de 23 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 25.5.2001	Dispõe sobre diretrizes para atendimento a casos de novas ligações residenciais e de consumidores residenciais sujeitos a situações excepcionais.
<u>Resolução nº 4, de 22 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 23.5.2001	Dispõe sobre regimes especiais de tarifação, limites de uso e fornecimento de energia elétrica e medidas de redução de seu consumo.
<u>Resolução nº 3, de 16 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 22.5.2001 (Seção II)	Cria o Comitê de Assessoramento Jurídico da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com a finalidade de exercer as atividades de consultoria e assessoramento jurídicos à Câmara.
<u>Resolução nº 2, de 16 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 22.5.2001 (Seção II)	Cria o Comitê de Assessoramento Técnico-Tributário da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de sugerir alterações de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia.
<u>Resolução nº 1, de 16 de maio de 2001</u> Publicado no DOU de 16.5.2001	Determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, localizadas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, adotem a redução de fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras por elas atendidas, e dá outras providências.

JACSON OGAIBZ

Atuação de 6 dias em 2001

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 324

C) VISITAS DA COMISSÃO ESPECIAL MISTA DO CONGRESSO NACIONAL

1. Visita às Usinas da CHESF, no rio São Francisco

Em agosto de 2001, membros da Comissão estiveram em visita a várias localidades, com o objetivo de conhecer *in loco* alguns dos problemas discutidos junto a esta Comissão.

- Petrolina (PE), onde a comitiva participou de reunião com diversos empresários, ligados à atividade de fruticultura irrigada, na sede da VALEXPORT;
- Juazeiro (BA), onde houve reunião com os Prefeitos dos Municípios de Sobradinho, Juazeiro, Petrolina, Remanso, Casa Nova, Sento Sé e Pilão Arcado. De Juazeiro, houve deslocamento para a tomada d'água do Projeto Tourão;
- Casa Nova (BA), visita à tomada d'água do Projeto Nilo Coelho;
- Paulo Afonso (BA), onde houve reunião com representantes de projetos de irrigação;
- Foram feitas visitas às Usinas de Paulo Afonso IV e Xingó, à Barragem da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso e ao Museu Arqueológico de Xingó.
- Participaram da comitiva os Senadores Paulo Souto, Heloísa Helena e Paulo Hartung; os Deputados Antônio Cambraia, João Caldas, Fernando Gabeira, Fernando Ferro, Jorge Khoury, Clementino Coelho, José Carlos Aleluia, Mário Negromonte e Kinkas Mattos; Mozart Siqueira Campos, Presidente da CHESF; Airson Bezerra Lócio, Presidente da CODEVASF; os Assessores Naurides Barros e Will de Moura Wanderley, do Senado; Coronel Aviador Roberto Ornelas e Sargento Anderson Lessa, do Ministério da Aeronáutica; e André Ricardo (repórter), José Felix (cinematógrafo) e José Zenildo (auxiliar), da TV Senado.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 305

2. Visita à Hidrelétrica de Tucuruí

No mês de outubro de 2001, foi realizada visita à Usina Hidrelétrica de Tucuruí (PA) e foi feito sobrevôo em helicópteros ao sítio onde se erguerá a Hidrelétrica Belo Monte (PA).

Participaram da comitiva os Senadores Ademir Andrade e Leomar Quintanilha; os Deputados Antonio Cambraia, João Caldas e Kinkas Mattos; Cláudio Ávila e Silva, Presidente da Eletrobrás; José Antonio Muniz Lopes, Presidente da Eletronorte; os Assessores Naurides Barros e Will de Moura Wanderley, do Senado; o Coronel Av. Roberto Omelas e o Sargento Anderson Lessa, do Ministério da Aeronáutica; Luiza Mello, da Eletronorte; e Luciana Pereira (repórter), Luís Pereira (cinematista) e Biachi Oliveira (auxiliar), da TV Senado.

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 326

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito
01/04/2001/04834

D) Glossário de Termos Usados no Setor Elétrico (*)

A

Alta Tensão – Tensão cujo valor entre fases é igual ou superior a uma tensão dada, variável de país para país.

Amperagem – Intensidade de uma corrente elétrica, medida em ampère.

Ampère Internacional – Unidade de medida de intensidade duma corrente elétrica constante que, passando através de um Voltâmetro que contém uma solução aquosa de nitrato de prata, deposite eletroliticamente 0,001118 grama de prata por segundo. Um ampère internacional é igual a 0,99985 ampère do Sistema Internacional.

Anexo V – É a cláusula dos contratos iniciais de compra e venda de energia assinado entre as geradoras e distribuidoras, que prevê a compra compulsória, pelas geradoras, por um preço mais caro, de parte da energia economizada no racionamento.

Ano Médio – Ano (fictício) cujas características hidráulicas correspondem à média e uma série coerente do maior número de anos possível. A série em que se baseia o ano médio ou normal deve ser especificada em cada caso.

Armazenamento Diário – Armazenamento para o qual a represa tem um ciclo diário de enchimento e esvaziamento.

Armazenamento Inativo (Volume Morto) – Volume retido na empresa abaixo do nível mínimo de exploração.

Armazenamento Interanual – Armazenamento em que a represa permite uma compensação das variações de hidraulicidade em ciclos de mais de um ano de duração.

Armazenamento Sazonal – Armazenamento em que a represa tem um ciclo de enchimento e esvaziamento sazonal.

Armazenamento Semanal – Armazenamento para o qual a represa tem um ciclo de enchimento e esvaziamento semanal.

Auto Produtores de Energia – Sistema de geração de energia destinada ao atendimento das necessidades do próprio consumidor (em substituição parcial ou total da energia adquirida da concessionária).

B

Bacia Hidrográfica – Superfície do terreno, medida em projeção horizontal, da qual provém efetivamente a água de um curso de água até ao ponto considerado.

Baixa Tensão – Tensão cujo valor entre fases é inferior a uma tensão dada, variável de país para país.

Barragem – Tem por função barrar o fluxo da água do rio, represando-a.

Barramento – Condutor, usado em subestações de energia elétrica, a partir do qual se ramificam linhas de transmissão, equipamentos, consumidores, etc.

Biomassa – Composto de origem orgânica, passível de ser utilizado para produção de energia, através de queima. Um exemplo é o bagaço de cana-de-açúcar.

Bobina de Bloqueio – É um equipamento que serve para fazer a mixagem dos sinais de comando e controle. A operação do sistema elétrico envolve comunicação entre os diversos componentes e que não são realizadas pelos meios convencionais – ondas de rádio ou telefone. Esses sistemas são muito vulneráveis. As ondas de rádio sofrem interferência atmosférica e a telefonia é sujeita a panes e também à interferências atmosféricas. Então, o sistema elétrico possui um meio próprio de comunicação através da própria linha de transmissão.

Boiler – Caixa d'água dotada de mecanismo termelétrico, a qual se destina a fornecer água quente.

British thermal unit (Btu) – Corresponde à quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma libra (unidade inglesa de peso) de água de 39,2°F. 1 Btu = 1 055,6 J.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

C

CA - Corrente Alternada.

Caloria (cal) - Quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de um grama de água de 14,5°C a 15,5°C, à pressão atmosférica normal (a 760 mm Hg). 1 cal = 4,1855 J e 1 J = 0,239 cal.

Capacidade Útil - Volume de água disponível numa represa entre o nível de pleno armazenamento e o nível mínimo de exploração normal.

Carga de Base - Parte constante da carga de uma rede durante um período determinado (por exemplo: dia, mês, ano).

Carga de Ponta - Potência máxima à qual uma rede tem que fazer face durante um determinado período, (exemplo: dia, mês, ano, hora, minuto).

Carga Instalada - Soma da potência de todos os aparelhos instalados nas dependências da unidade consumidora que, em qualquer momento, podem utilizar energia elétrica do concessionário.

Carga Própria de Energia - Demanda média requerida de uma instalação ou conjunto de instalações durante um período de referência - (relação entre a eletricidade gerada em MWh e o tempo de funcionamento das instalações).

Carga Própria de Demanda - Maior média de demanda medida num intervalo de 60 segundos, verificada num período de referência.

Casa de Máquinas - Onde estão instalados os geradores acoplados às turbinas.

Caudal - Volume de água escoado através de uma seção, na unidade de tempo.

Caudal Nominal (Bombas) - Caudal para o qual a bomba é dimensionada.

Caudal Nominal (Turbina) - Caudal para o qual a turbina é dimensionada.

Caudal Utilizável - Parte do caudal total que, após as deduções de água obrigatórias previstas no caderno de encargos e das perdas inevitáveis, fica disponível para as finalidades do aproveitamento.

Cavalo-Vapor (C.V.) - Sistema inglês de medida de energia. 1 cavalo-vapor equivale a 1,34 kw.

Central de Base - Central utilizada principalmente para cobrir a base do diagrama de cargas.

Central de Ponta - Central utilizada principalmente para cobrir as pontas do diagrama de cargas.

Central hidráulica ou Hidroelétrica - Instalação na qual a energia mecânica da água é convertida em energia elétrica.

Central Hidroelétrica - Instalação na qual a energia potencial e cinética da água é transformada em energia elétrica.

Central Hidroelétrica a Fio de Água - Central hidroelétrica num curso de água, sem represa, reguladora de volume significativo.

Central Hidroelétrica de Represa - Central hidroelétrica cuja alimentação pode ser regulada graças a uma represa.

Central Maremotriz - Central hidroelétrica que utiliza o desnível entre o mar e uma bacia do qual está separado, criado pelo efeito das marés.

Central Nuclear - Instalação na qual a energia libertada a partir de combustível nuclear é convertida em energia elétrica.

Central Térmica Clássica - Instalação na qual a energia química, contida em combustíveis fósseis, sólidos, líquidos ou gasosos, é convertida em energia elétrica.

Centro de Comando - Órgão cuja função é conduzir a exploração das instalações de uma rede.

Classes de Consumo - Designação de grupos de consumidores para enquadramento do fornecimento de energia elétrica realizado a unidade de consumo, classificadas como: Residencial, Industrial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, Rural, Poder Público (fundações de direito público, autarquias, órgãos da união, estado ou município), Iluminação Pública, Serviço Público (tração elétrica, água, esgoto e saneamento), Consumo Próprio (prédios das concessionárias de serviço público de eletricidade, canteiros de obras, usinas).

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 328

Co-geração – A co-geração é o processo que permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e de vapor, a partir de uma única fonte de combustível.

Combustíveis Fósseis – Carvão, petróleo e gás natural. Material de caráter não renovável (finito) que se extrai da terra. Para gerar energia ele tem de ser queimado. O petróleo e o gás são formados a partir da decomposição e soterramento de animais e plantas marinhas. O carvão vem da acumulação de plantas terrestres, parcialmente decompostas, que crescem em ambientes de pântanos.

Composição do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela estimada (remanescente + individualizada) com a inventariada. A parcela inventariada inclui usinas em diferentes níveis de estudos – inventário, viabilidade e projeto básico – além de aproveitamentos em construção e operação.

Concessionárias – Empresas autorizadas a operar em geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Conta de Consumo de Combustível (CCC)

A CCC é uma espécie de fundo usado para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica nos sistemas Interligado e Isolado. A Conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País.

Para isso, as distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a Conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual das empresas.

A CCC é gerida pela Eletrobrás, empresa que determina a necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica com base num planejamento energético anual feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Consumo Específico de Calor – Quociente entre o equivalente calorífico do combustível consumido e a quantidade de energia elétrica produzida no intervalo de tempo considerado.

Controladores de Demanda – Equipamentos destinados a manter a demanda (integrada em intervalos de 15 minutos) controlada e com isto evitar as punições contratuais aplicáveis pela concessionária, na conta de eletricidade.

Controladores de Fator de Potência – Servem para manter o fator de potência dentro dos limites previstos pelo contrato estabelecido com a concessionária para cada período do dia. Os controladores podem ser comprados como equipamentos isolados, instalados em bancos automáticos ou podem ainda estar incorporados em sistemas de gerenciamento de energia.

Correção do Fator de Potência – Manutenção do fator de potência dentro da faixa estabelecida pela Aneel para evitar as multas na conta mensal de eletricidade através de capacitores e seus controladores.

Corrente Contínua – Corrente cuja polaridade e intensidade são constantes.

Criticalidade – Estado de um reator nuclear em que cada nêutron libertado em uma fissão produz, em média, outra fissão, estabelecendo uma reação em cadeia.

Curva-guia – É a curva de segurança nos níveis dos reservatórios, traçada do dia 31 de maio a 30 de novembro, e que vai disparar ou não o processo de medidas adicionais para economia de energia, chegando ao limite dos cortes programados de energia elétrica.

Custos gerenciáveis – Custos de distribuidoras de energia elétrica nos quais incide o IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

Custos não gerenciáveis – Custos de distribuidoras de energia elétrica tais como Energia Comprada de Geradoras, Conta de Consumo Combustível (CCC), Reserva Global de Reversão (RGR), taxa de fiscalização e encargos de transmissão.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 329

SENADO FEDERAL
Comissão Especial e de Inquérito

0412/8/200104834

D

Demanda Assegurada – Demanda a ser obrigatória e continuamente colocada à disposição do consumidor classificado como “sazonal” ou “rural” por parte do concessionário, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixado no contrato.

Demanda Instantânea – Demanda requerida num determinado instante.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) – Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) – Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) – Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

E

Eletrointensivos (Energointensivos) – Setores onde a energia elétrica tem peso grande no processo de produção. Exemplos: não-ferrosos, siderurgia não-integrada, papel, ferro-liga, cimento, gases industriais e soda-cloro, segundo classificação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Energia Eólica – É a energia obtida pelo movimento do ar (vento).

Energia Hidráulica – Energia potencial e cinética das águas.

Energia Limpa – Energia que não produz resíduos poluentes. Por exemplo: a energia solar.

Energia Reativa – É a energia solicitada por alguns equipamentos elétricos, necessária à manutenção dos fluxos magnéticos e que não produz trabalho. A unidade de medida é o quilovar-hora (kvarh).

Energia térmica ou calorífica – Origina-se da combustão de diversos materiais. É considerada uma energia de fontes convencionais como o carvão, petróleo e o gás natural.

Energia Útil Produzida – Energia elétrica à saída da central. Exploração.

Energia Velha – É toda energia produzida pelas hidrelétricas estatais cujos investimentos já foram amortizados, no todo ou em parte. O custo de geração dessa energia é muito baixo, comparativamente aos custos de geração dos novos empreendimentos ainda em fase de consolidação.

Enrocamento – Maciço de pedras arrumadas ou jogadas, destinado a proteger aterros ou estruturas dos efeitos da erosão.

F

Fator de Capacidade – Relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação ou conjunto de instalações.

Fator de Carga – Relação entre o consumo num intervalo de tempo determinado (ano, mês, dia, etc) e o consumo que resultaria da utilização contínua da carga máxima verificada, ou outra especificada, durante o período considerado.

Fator de Carga Anual de um Sistema – Relação entre a carga própria anual de energia de um sistema energético e a carga própria de demanda do sistema ao longo do ano. Exprime-se em percentagem e pode utilizar-se na previsão de variações do consumo. A fim de se terem em conta as variações climáticas, quando se compara um ano com outro, o fator de carga real pode ser

1A corrigido para: ter em conta condições climáticas médias.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 330

Fator de Potência (FP) – Obtido da relação entre energia ativa e reativa, a partir de leituras dos respectivos aparelhos de medição.

Fatores de Conversão (Coeficientes de Equivalência) – Coeficientes que permitem passar as quantidades expressas numa unidade de medida para quantidades expressas numa unidade comum. Por exemplo, no caso do Brasil, para se converter tonelada de lenha em tep, utiliza-se o coeficiente 0,306, que é a relação entre o poder calorífico da lenha e o do petróleo (3300 Kcal/Kg 10800 Kcal/Kg), ou seja, 1 t de lenha = 0,306 tep.

Fornecimento em Baixa Tensão ou Tensão Secundária – É o atendimento com tensão até 1000 V.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) – Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto analisado, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) – Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

G

Gerenciadores – Equipamentos destinados ao gerenciamento da demanda, consumo e fator de potência de uma ou mais instalações elétricas.

Grupos Geradores – Equipamentos destinados a produção de energia elétrica a partir de diesel, óleo pesado ou gás sendo aplicados em emergência (interrupção do fornecimento de energia pela concessionária) ou nos horários em que a tarifa da concessionária é maior que o seu custo de geração.

H

Hertz (Hz) – Unidade de medida de frequência de um fenômeno periódico, igual à frequência de um evento por segundo; um ciclo por segundo.

Hidraulicidade – Relação entre as afluições no período observado e as afluições correspondentes a um mesmo período no ano médio.

Horário de Ponta (P) – É o período de tempo de 3 (três) horas consecutivas, definido pelo concessionário e situado no intervalo compreendido entre 17 e 22 horas, diariamente, exceção feita aos sábados e domingos por não haver nesses dias horário de ponta.

I

Indicador de Continuidade – Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

Indicador de Continuidade Global – Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico agregada por empresa, estado, região ou país.

Interrupção de Longa Duração – Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

Interrupção Programada – Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária.

Interrupção de Urgência – Interrupção deliberada no sistema elétrico da Concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

Inventário – Resultado de estudo da bacia hidrográfica, realizado para a determinação do seu potencial hidrelétrico através da escolha da melhor alternativa de divisão de queda, caracterizada pelo conjunto de aproveitamentos compatíveis entre si e com projetos desenvolvidos de forma a obter uma avaliação da energia disponível, dos impactos ambientais e dos custos de implantação dos empreendimentos.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 331

[Assinatura]

J

Joule (J) - Unidade de trabalho, de energia e de quantidade de calor. O joule é o trabalho produzido por uma força de 1 newton cujo ponto de aplicação se desloca 1 metro na direção da força. $1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot \text{m}$

L

Linha - Conjunto de condutores, isoladores e acessórios, usada para o transporte ou distribuição de eletricidade.

M

Medidores e Registradores - Servem para identificar o uso de energia seja individualmente por carga ou por grupo de cargas.

Megaton - Unidade de medida empregada para avaliar a energia que se desprende numa explosão nuclear.

Mercados Futuros - Funcionam com hedges, buscando minimizar os riscos associados à variação de preços.

Megawatt (MW) - Watt é a unidade de potência, ou seja, energia produzida ou trabalho realizado, por segundo. As unidades maiores de potência são o quilowatt ($1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$) e o megawatt ($1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$). Tais unidades são usadas na indicação das potências das máquinas ou da taxa do suprimento de energia elétrica.

Megohm - Unidade de medida de resistência elétrica, igual a um milhão de Ohms.

Mês ou Ciclo de Faturamento - É o intervalo de tempo entre a data da leitura do medidor de energia elétrica do mês anterior e a data do mês de referência, definida no calendário de faturamento do concessionário.

Metas de Continuidade - Padrões estabelecidos pela Aneel, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

N

Newton (N) - Unidade de força. O newton é a força que, quando aplicada a um corpo tendo a massa de 1 quilograma, transmite uma aceleração da gravidade de $9,806 \text{ m/s}^2$, tem-se $1 \text{ N} = 0,102 \text{ kg}$

Nível de Tensão - É o valor da tensão eficaz medida em regime permanente de funcionamento do sistema.

Nível Máximo de Exploração - É o nível mais alto permitido normalmente numa represa (sem ter em conta as sobrelevações devidas a cheias). Corresponde ao nível de pleno armazenamento da represa. Nota: O nível máximo da represa corresponde ao maior nível admissível em caso de cheias.

Nível Mínimo de Exploração - É o nível mínimo admitido para a exploração de uma represa, medido num local determinado. Nota: Abaixo do nível mínimo de exploração pode fazer-se o esvaziamento da represa até ao nível da descarga de fundo.

O

OHM - Unidade de medida de resistência elétrica, no Sistema Internacional, que é a resistência na qual circula uma corrente elétrica invariável de um ampère quando existe uma diferença de potência constante de um volt entre seus terminais.

Opções Tarifárias de Eletricidade - De acordo com a demanda elétrica e tensão de alimentação pode-se escolher o tipo de tarifa que atenda mais adequadamente aos interesses do consumidor.

JAN 23 09 55 CQ A 132

Oficina de Edição e Diagramação

19
0412/8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 332

P

Padrão de Continuidade - Valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela Aneel e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Pára-raios - Equipamentos de proteção que tem a função de absorver os raios que caem nas linhas de transmissão. Ao longo das linhas ocorrem chuvas e tempestades com relâmpagos e trovoadas. Os raios que caem caminham nas linhas até as subestações, onde, na entrada ou saída, existem pára-raios que absorvem os raios, desviando-os para a terra.

Parcela de Preços Específica (PPE) - Forma de absorção do subsídio dado ao preço dos combustíveis em relação às cotações internacionais do petróleo.

Participação Financeira - É a parcela de contribuição do consumidor no custo das obras destinadas ao seu atendimento, acrescida dos demais encargos definidos pela legislação.

Pequena Central Hidrelétrica (PCH) - Central hidrelétrica com potência instalada entre 1 e 30 MW.

Perda de Carga - Redução da energia útil provocada pelo escoamento da água num circuito hidráulico.

Perdas de Uma Rede - Perdas de energia que ocorrem no transporte e/ou distribuição de energia elétrica, na rede considerada.

Período Seco (S) - É o período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro de cada ano.

Período Úmido (U) - É o período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Pico de Demanda - Máxima demanda instantânea requerida num intervalo de tempo (dia, mês, ano, etc.).

Ponto de Entrega - Primeiro ponto de fixação dos condutores do ramal de ligação na propriedade consumidora. É o ponto até o qual a concessionária se obriga a fornecer energia elétrica, com participação nos investimentos necessários, responsabilizando-se pela execução dos serviços, pela operação e pela manutenção.

Potência - É a quantidade de energia solicitada na unidade de tempo: a unidade de medição é o quilowatt (KW).

Potência Bruta - Potência elétrica nos terminais do gerador.

Potência Elétrica Disponível - Potência elétrica máxima que, em cada momento e num determinado período, poderia ser obtida na central ou no grupo, na situação real em que se encontra nesse momento, sem considerar as possibilidades de colocação da energia elétrica que seria produzida.

Potência Elétrica Máxima Possível - Maior potência elétrica que pode ser obtida numa central ou num grupo durante um tempo determinado de funcionamento, supondo em estado de bom funcionamento a totalidade das suas instalações e em condições ótimas de alimentação (combustível ou água).

Potência Instalada - Soma das potências nominais dos transformadores de uma instalação.

Potência de Mínimo Técnico - A mais baixa potência com que uma central pode funcionar em condições técnicas corretas.

Potência Nominal - Potência máxima em regime contínuo, para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa anexada nas máquinas.

Potencial Teórico Hidráulico Bruto - Quantidade máxima de energia elétrica que pode obter-se numa região determinada ou numa bacia hidrográfica durante um ano médio, tendo em conta os desníveis correspondentes referidos a um dado ponto dessa região ou bacia.

Potência Útil - Potência elétrica à saída da central.

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 333

Preço Médio de Energia – O preço médio de eletricidade é um parâmetro, como o próprio nome já diz, que define o custo da energia elétrica para uma unidade consumidora, resultado das tarifas aplicadas e o regime de operação. Principais variáveis necessárias ao cálculo: demanda, consumo, fator de carga, e índice de modulação e tarifas de energia elétrica por classe de tensão e modalidades tarifárias.

Price Cap – Preço teto. Preço máximo que pode ser praticado por um agente regulado que está sujeito a preços públicos (tarifas).

Produtores Independentes de Energia – Empreendimentos destinados à produção de energia para terceiros.

Pulsos – Sinais elétricos fornecidos pelo sistema de medição do concessionário, destinados à supervisão e controle de carga por parte do consumidor com contrato horo-sazonal (tarifa Azul e Verde).

Q

Quilowatt-hora – O quilowatt-hora, cujo símbolo é KWh, equivale ao consumo de mil watts em uma hora.

Quilovolt-ampère – Unidade utilizada especialmente para medir a potência aparente em circuitos de corrente alternada, e que é igual à potência aparente de um circuito capaz de fornecer ou de receber uma corrente de um ampère na tensão de 1.000 volts.

R

Ramal de Ligação – É o trecho do circuito aéreo compreendido entre a rede de distribuição e o ponto de entrega.

Rede Elétrica – Conjunto de linhas e outros equipamentos ou instalações elétricas, ligados entre si, permitindo o movimento de energia elétrica.

Rede Primária – É de tensão um pouco elevada (em torno de 10 mil a 15 mil volts) e a sua trajetória é pelo ponto mais alto dos postes.

Rede Secundária – É na tensão de fornecimento, em 110 e 220 volts. Existem variações podendo-se encontrar tensão de 440 volts ou mais dependendo das necessidades.

Relé – Em francês *relais*. Em inglês *relay*. Aparelho (dispositivo) eletromecânico ou eletrônico utilizado para controle e proteção dos equipamentos do sistema elétrico.

S

Serviço Essencial – Todo serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir exemplificadas:

- a) serviço público de tratamento de água e esgoto;
- b) – processamento de gás liquefeito de petróleo e combustíveis;
- c) – estabelecimento hospitalar público ou privado;
- e) serviço público de tratamento de lixo;
- f) – serviço público de telecomunicações;
- g) – centro de controle de tráfego aéreo;
- h) – segurança pública.

Sobretaxa – Taxa suplementar ou adicional. Tributo adicional lançado sobre uma mercadoria já onerada por outro.

Spot – Refere-se ao mercado de curto prazo, onde o preço varia de acordo com a relação entre a oferta e a procura.

Subestação Elevadora – Local onde transformadores elevam o valor da tensão elétrica (voltagem). Assim, nesse nível de tensão, a eletricidade pode percorrer longas distâncias pelas linhas de transmissão, sustentadas por torres, até chegar nas proximidades de onde será consumida.

IASICORP 004V10

admissional e a classificação de produção

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 334.

Subestação Rebaixadora – Local onde a energia elétrica é reduzida através de transformadores, para em seguida percorrer as linhas de distribuição, que podem ser subterrâneas ou, como é mais comum, aéreas. Finalmente, a energia elétrica é transformada novamente para os padrões de consumo local e chega às residências e outros estabelecimentos antes de ser encaminhada para consumo.

T

Tarifa Azul – Modalidade tarifária estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

Tarifa Convencional – Modalidade tarifária estruturada para aplicação de um preço único de demanda de potência e consumo de energia elétrica, independentemente dos períodos do ano e das horas de utilização do dia.

Tarifa de Consumo – Valor (R\$) do KWh de energia utilizada.

Tarifa de Selo – Parcela da tarifa que é dividida igualmente para todos os usuários do sistema de transmissão para completar a receita dos serviços.

Tarifa de Ultrapassagem – Tarifa a ser aplicada ao valor de demanda registrada que superar o valor de demanda contratada ou assegurada nos contratos de fornecimento de energia elétrica-modalidade horo-sazonal-tarifa Azul ou Verde.

Tarifa Fiscal – Valor (R\$) declarado periodicamente pelo poder concedente. A tarifa fiscal é utilizada, entre outras finalidades, para o cálculo do limite de investimento do concessionário e para o cálculo da participação financeira do consumidor.

Tarifa Verde – Modalidade tarifária estruturada para aplicação de preço único de demanda de potência e preços diferenciados de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

Telecomando Centralizado – Método de ligar e desligar grupos de consumidores, geralmente por telecomando, da rede de distribuição.

Tempo de Indisponibilidade por Avaria – Intervalo de tempo durante o qual uma instalação, ou parte dela, não se encontra em condições de funcionamento devido a avaria imprevista.

Tempo de Indisponibilidade Programada – Intervalo de tempo durante o qual uma instalação, ou parte dela, não se encontra em condições de funcionamento, devido a operações de manutenção programadas.

Tempo Médio de Atendimento (TMA) – Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento, ou do término do atendimento, nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

Tensão de Exploração – Tensão sob a qual se encontram em serviço as instalações elétricas.

Tensão Nominal – Tensão que figura nas especificações de uma máquina ou de um aparelho, a partir da qual se determinam as condições de ensaio e os limites da tensão de utilização.

Tensão Primária de Distribuição – É a tensão superior a 1000 V e inferior a 230.000 V.

Transformador – Aparelho estático de indução eletromagnética, destinado a transformar um sistema de correntes variáveis em um ou em vários outros sistemas de correntes variáveis, de intensidade e tensão, em geral, diferentes, e de frequência igual.

Turbina – É a máquina que é movimentada por alguma força externa, que pode ser água em movimento ou vapor sob pressão.

U

Urânio-235 – Elemento metálico, branco e denso. É radioativo, decaindo para chumbo depois de um longo período. O urânio ocorre naturalmente na forma de três isótopos (elementos com o mesmo número de átomos e massas diferentes), de número de massa 234, 235 e 238. De todo o

1A33031 004132

Comissão Especial de Inquérito

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

0412/8/200104834

FL. 335

urânio disponível, apenas 0,71% é de urânio-325, mas ele é o único isótopo de ocorrência natural físsil, isto é, que pode ser cindido por um nêutron para formar núcleos menores e liberar energia.

Unidade Consumidora - Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e vinculada a um único consumidor.

V

Valor Normativo (VN) - É o custo de referência para comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Permite estabelecer condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo.

Vertedouro - Serve para controlar o nível de água da represa, evitando transbordamentos.

Volt (V) - No Sistema Internacional, unidade de medida de diferença de potencial elétrico, igual à diferença de potencial existente entre duas seções transversais de um condutor percorrido por uma corrente elétrica variável de um ampère, quando a potência dissipada entre as duas seções é igual a um watt.

Volt-Ampère (VA) - Unidade de medida de potência aparente em circuitos de corrente alternada, igual à potência aparente de um watt. **Voltagem** - Tensão elétrica expressa em volts.

Voltaico - Diz-se de fenômenos em que ocorrem manifestações provocadas por diferenças de potencial elétrico entre dois eletrodos metálicos, como por exemplo: arco voltaico, pilha voltaica.

Voltímetro - Instrumento para medir a diferença de potencial elétrico entre dois pontos, e do qual existem vários tipos e modelos; voltômetro.

W

Wattímetro - Instrumento para medida de potência elétrica.

Watt (W) - Medida de potência. O quilowatt (KW) tem mil watts; o megawatt (MW), um milhão de watts e o gigawatt (GW), um bilhão de watts.

Watt-hora - Energia transferida uniformemente durante uma hora. $1 \text{ watt} = 1 \times 3600 \text{ s} \times \text{J/s} = 3600 \times (0,239 \text{ cal})$. Assim, no conceito teórico $1 \text{ kWh} = 860 \text{ cal}$. Nota: O watt e o watt-hora e seus múltiplos são as unidades de medida utilizadas para a hidráulica e eletricidade, para potência e geração e distribuição.

Z

Siglas Usuais no Setor de Energia Elétrica (1)

A

A - Símbolo de Ampère

AA - Símbolo de Ampère Absoluto

Abacc - Agência Brasileiro - Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares

Abas - Associação Brasileira de Águas Subterrâneas

ABCQ - Associação Brasileira de Controle de Qualidade

ABDIB - Associação Brasileira do Desenvolvimento das Indústrias de Base

ABCE - Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica

Abeer - Associação Brasileira de Energia Renovável e Eficiência Energética

Abegás - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

10.2 Abemi - Associação Brasileira de Engenharia Industrial

Aben - Associação Brasileira de Energia Nuclear

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 336.

Abilux – Associação Brasileira da Indústria de Iluminação
Abimaq – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
Abin – Agência Brasileira de Inteligência
Abinee – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
Abrace – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica
Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Abrage – Associação Brasileira das Grandes Geradoras de Energia Elétrica
Abraman – Associação Brasileira de Manutenção
Abrate – Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
ABRH – Associação Brasileira de Recursos Hídricos
ADTP – Agência de Desenvolvimento Tietê – Paraná
Adoce – Agência Técnica da Bacia do Rio Doce
AEB – Associação de Comércio Exterior do Brasil
AES – SUL – Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
AG – Grupo Andrade Gutierrez
Ah – Ampère-hora
Aiea – Agência Internacional de Energia Atômica
Alusa – Companhia Técnica de Engenharia Ltda
ANA – Agência Nacional de Águas
Ande – Administración Nacional de Electricidad (Paraguai)
Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo
Apaeab – Associação de Pequenos Agricultores do Município de Valente
APA – Área de Proteção Ambiental
APE – Área de Proteção Especial
API – Agente de Produção de Itaipu
Apine – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
APP – Área de Preservação Permanente
Aquamec – Sistemas de Aquecimento
Asmae – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
Arie – Área de Relevante Interesse Ecológico
Aspar – Assessoria parlamentar do Ministério de Minas e Energia
Avt – Ampère-volta
Avt/m – Ampère-volta por metro

B

B – Bel (Intensidade)
Bbl – Barril
BEN – Balanço Energético Nacional
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento
Biosfera – Sociedade Brasileira para a Valorização do Meio Ambiente
Bird – Banco Mundial de Reconstrução e Desenvolvimento
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPAR – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações
BOE – Barril de Óleo Equivalente
BV Energia – Boa Vista Energia S/A

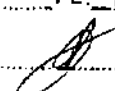
C

CA – Corrente Alternada

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 337



CAL - Caloria
 Caiuá - Caiuá Serviços de Eletricidade S/A
 Cataguazes - Companhia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina
 CBCME - Comitê Brasileiro do Conselho Mundial de Energia
 CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica
 CBH - Câmara de Bacias Hidrográficas
 CBPO - Companhia Brasileira de Projetos e Obras
 CBTTE - Centro Brasileiro de Testes de Turbinas Eólicas
 CC - Corrente Contínua
 CCC - Conta de Consumo de Combustíveis
 CCD - Contrato de Conexão à Distribuição
 CCG - Contrato de Constituição de Garantia
 CCI - Contrato de Compartilhamento de Instalações
 CCR - Concreto Compactado a Rolo
 CCT - Contrato de Conexão à Transmissão
 CCT TA - Termo de Ajuste de CCT
 CCT U - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
 CCO - Construtora Centro - Oeste S/A
 CCON - Comitê Coordenador de Operações do Norte e Nordeste
 CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
 CDM - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
 Cdsa - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada
 CDTN - Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear
 CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá
 Ceal - Companhia Energética de Alagoas
 Ceam - Companhia Energética do Amazonas
 CEB - Companhia Energética de Brasília
 CEEIBH - Comitê de Estudos Integrados de Bacias Hidrográficas
 Ceee - Companhia Estadual de Energia Elétrica (Rio Grande do Sul)
 Cefet - PR - Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná
 CEGB - Central Electricity Generation Board
 Cehpar - Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza
 Ceid - Comissão de Estudos Integrados da Bacia do Rio Doce
 Celb - Companhia de Energética de Borborema
 Celesc - Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
 Celetro - Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí Ltda (Cachoeira do Sul)
 Celg - Centrais Elétricas de Goiás S/A
 Celpa - Centrais Elétricas do Pará S/A
 Celpe - Companhia Energética de Pernambuco
 Celins - Companhia Elétrica do Tocantins
 Cena - Centro de Energia Nuclear na Indústria
 CEM - Companhia Energética Meridional
 Cemar - Companhia Energética do Maranhão
 Cemat - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A
 Cemig - Companhia Energética de Minas Gerais
 Cenbio - Centro de Referência em Biomassa
 Cenf - Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo
 Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
 Cepetro - Centro de Estudos da Petrobrás

SENADO FEDERAL
 Comissão Especial de Inquérito

FL. 338

Cepisa - Companhia Energética do Piauí
 CEG RIO - Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S/A
 Cegás - Companhia de Gás do Ceará
 Cerfox - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rurais Fontoura Xavier Ltda (Fontoura Xavier)
 CERH - Conselho Estadual de Recursos Hídricos
 Ceriluz - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda (Ijuí)
 Certaja - Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Rural Taquari-Jacuí Ltda (Taquari)
 Certell - Cooperativa de Eletrificação Teutônio Ltda (Teutônia)
 Certhil - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Entre Rios Ltda (Três de Maio)
 Cernissões - Cooperativa Regional de Eletrificação Rural das Missões Ltda (Caiabaté)
 Cerj - Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
 Ceron - Centrais Elétricas de Rondônia S/A
 CERPCH - Centro Nacional de Referência em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos
 Cervale - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Jaguarí Ltda (Santa Maria)
 Cevicaf - Cooperativa de Eletrificação de Vila Cazuza Ferreira Ltda (São Francisco de Paula)
 Cese - Companhia Energética Santa Elisa
 Cesp/Paraná - Companhia Energética de São Paulo
 CFLC - Companhia Força e Luz Cataguazes - Leopoldina
 CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste
 CGDE - Companhia Geral de Distribuição Elétrica
 CIA São Paulo - Companhia São Paulo Distribuidora de Derivados de Petróleo
 Ciel - Companhia de Incineração e Energia Elétrica
 CIs - Contratos Iniciais
 CJE - Companhia Jaguarí de Energia
 Cite - Coordenação de Inovação Tecnológica
 CGEET - Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê S/A
 CGTE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
 Chesf - Companhia Hidrelétrica do São Francisco
 Chesp - Companhia Hidrelétrica São Patrício
 Chevap - Companhia Hidrelétrica do Vale da Paraíba
 Citec - Centro de Informação Tecnológica
 CLFM - Companhia Luz e Força de Mococa
 CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz
 Climerh - Centro Integrado de Meteorologia e Recursos Hídricos de Santa Catarina
 CJE - Companhia Jaguarí de Energia Elétrica
 CMJ - Construtora Mendes Júnior
 CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica
 CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear
 CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
 CNPQ - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
 Cotel - Companhia Campolarguense de Eletricidade
 COD - Data da Operação Comercial
 Codesp - Companhia Docas de São Paulo
 Codevasf - Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco
 Codomar - Companhia Docas do Maranhão/Hidrovia do Madeira
 Coelba - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
 Coelce - Companhia Energética do Ceará
 Comae - Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 339.

Comase - Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente do Setor Elétrico
Comgás - Companhia de Gás de São Paulo
Conama - Conselho Nacional do Meio Ambiente
Confaz - Conselho Nacional de Política Fazendária
Conmetro - Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Conpet - Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural
Coppe - Coordenação dos Programas de Pós - Graduação de Engenharia
Copel - Companhia Paranaense de Energia Elétrica
Copene - Companhia Petroquímica do Nordeste
Coopemorte - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento do Litoral Norte Ltda (Viamão)
Coopersul - Cooperativa Regional de Eletrificação Rural Fronteira Sul Ltda (Bagé)
Coprel - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Coprel Ltda (Ibirubá)
Copersucar - Cooperativa dos Produtores de Cana de Açúcar
Cosel - Cooperativa Sudeste de Eletrificação Rural Ltda (Encruzilhada do Sul)
Cosern - Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Codema - Conselho Municipal de Desenvolvimento Ambiental
Coex - Comitê Executivo Do Mercado Atacadista de Energia
COGE - Fundação Comitê de Gestão Empresarial
Cooperluz - Cooperativa de Eletrificação Rural Fronteira Noroeste Ltda (Sanata Rosa)
CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CPTEC - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
CPRM - Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
CRCN - Centro Regional de Ciências Nucleares
Creluz - Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Médio Uruguai Ltda (Pinhal)
Creral - Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda (Erechim)
Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito
CSN - Companhia Siderúrgica Nacional
CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia
CTEM - Comitê Técnico de Estudos do Mercado (Órgão do Ministério de Minas e Energia)
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CTGÁS - Centro de Tecnologia do Gás
Cust - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CV - Cavalo-Vapor
CVRD - Companhia Vale do Rio Doce

D

DAE-MG - Departamento de Água e Energia Elétrica - MG
Decades - Avaliações comparativas e planejamento para o setor elétrico
DEGP - Duke Energy Internacional, Geração Paranapanema S/A
DME - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - MG
Demei - Departamento Municipal de Energia de Ijuí
D.N. - Deliberação Normativa
DNOS - Departamento Nacional de Obras e Saneamento
DRH - Departamento de Recursos Hídricos do Estado de Minas Gerais
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
Duke - Duke Energy International, Geração Paranapanema

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 340

E

Eatesa – Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A
EAR – Energia Armazenada nos Reservatórios
EBE – Empresa Bandeirante de Energia S/A
ECB – Empresa Construtora Brasil S/A
ECTE – Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A
EEB – Empresa Elétrica Bragantina S/A
EEVP – Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A
EFEI – Escola Federal de Engenharia de Itajubá
EIA/Rima – Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental
Eletroacre – Companhia de Eletricidade do Acre
Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Eletros – Associação Nacional de Fabricantes de Eletroeletrônicos
ENEE – Empresa Nacional de Energia Elétrica (Honduras)
ESS – Encargos de Serviços do Sistema
Elektro – Eletricidade e Serviço S/A
Eletrocar – Centrais Elétricas de Carazinho S/A
Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
Eletronuclear – Eletrobrás Termonuclear
Eletropaulo – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
Eletros – Fundação Eletrobrás de Seguridade Social
Eletrosul – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A
ELFSM – Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
Emae – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A
Emsa – Empresa Sul Americana de Montagem Ltda
ENA – Energia Natural Afluente
Enecel – Engenharia Economia Consultoria Energética Ltda
Energipe – Empresa Energética de Sergipe S/A
Enersul – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
Enron – Enron Serviços do Brasil
EPTE – Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica
Escelsa – Espírito Santo Centrais Elétricas S/A

F

F – Farad (Capacidade)
F – Horário fora de ponta
Fapesp – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FEC – Fábrica de Elementos Combustíveis
Finame – Agência Especial de Financiamento Industrial S/A
Finep – Financiadora de Estudos e Projetos
FGV – Fundação Getúlio Vargas
FNEL – Fundo de Financiamento da Eletrobrás
Forluz – Força e Luz do Pará S/A
FP – Fator de Potência
FPHESP – Fundação Patrimônio Histórico da Energia de São Paulo
FS – Horário fora de ponta em período seco
FU – Horário fora de ponta em período úmido
Furnas – Furnas Centrais Elétricas S/A

SENADO FEDERAL
 Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 342

[Assinatura]

G

G - Giga = 1 bilhão (10⁹)

Gasplan - Sistema de Distribuição de Gás Natural para o Planalto Catarinense

GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GCOI - Grupo Coordenador da Operação Interligada

GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

Gedae - Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

Geipot - Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes

Gerasul - Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A

Green - Rede de Educação Ambiental dos Recursos Hídricos Globais

Gs - Gauss (Indução magnética)

GW - Gigawatt

H

H - Henri (Indutância)

Hidropan - Hidroelétrica Panambi S/A

Hz - Símbolo de Hertz

I

IBS - Instituto Brasileiro de Siderurgia

Ibama - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBICT - Instituto Brasileiro de Informações em Ciência e Tecnologia

ICC - Instituto CESP Criança

Ider - Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis

Idese - Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico

IEE/USP - Instituto de Eletrotécnica e Energia

IEN - Instituto de Engenharia Nuclear

IGA - Instituto de Geociências Aplicadas/A

Igam - Instituto Mineiro de Gestão das Águas

Ilumina - Instituto do Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico

IM - Instituto Mackenzie

INB - Indústrias Nucleares do Brasil

Inee - Instituto Nacional de Eficiência Energética

Inepar - Inepar Energia S/A

Infoener - Sistemas de Informações Energéticas

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial

Inpe - Instituto Nacional de Pesquisas Especiais

Inpi - Instituto Nacional de Propriedade Industrial

Internege - Consultores Associados S/CLTDA

Ipea - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Ipef - Instituto de Pesquisa e Estudo Florestais

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados

Ipen - Instituto de Pesquisa Energética e Nucleares

IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas

IRD - Instituto de Radioproteção e Dosimetria

Itaipu - Itaipu Binacional

SENADO FEDERAL

Comissão Especial de Inquérito

PL 342

J

J - Símbolo de Joule

Jesa - Jari Energética S/A

K

K - Quilo = 1 mil (103)

kJ - Quilojoule

kV - Quilovolt

KVA - Símbolo de quilovolt-ampère

KVARh - Símbolo de quilo-var-hora

KW - Quilowatt

KWh - Quilowatt-hora

L

Labplan - Laboratório de Planejamento em Sistemas de Energia Elétrica da UFSC

Labsolar - Laboratório de Energia Solar do Departamento de Energia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

LES - Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal da Paraíba (UFPB)

LightRio - Light Serviços de Eletricidade

LT - Linha de Transmissão

M

M - Mega = 1 milhão (106)

MA - Miliampère

MAE - Mercado Atacadista de Energia

Maesa - Machadinho Energética S/A

Mauá - Cimento Mauá S/A

Mercosul - Companhia Energética Mercosul

MBG - Motor de Biogás

MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia

Memória da Eletricidade - Centro da Memória da Eletricidade no Brasil

MFO - Motor Fuelóleo

MG - Motor de Gás

MGO - Motor de Galileo

MLT - Média de Longo Termo

MERGS - Museu de Eletricidade do Rio Grande do Sul

MMA - Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal

MME - Ministério de Minas e Energia

Mococa - Companhia Luz e Força Mococa

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora

Mx - Maxwell

N

N - Newton

NAPER - Núcleo de Apoio a Projetos de Energias Renováveis

NGC - National Grid Company

Nuclep - Nuclebrás Equipamentos Pesados S/A

SENADO FEDERAL
Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 343

O

OAS - Construtora OAS Ltda
 OCB - Organização das Cooperativas Brasileiras
 Onip - Organização Nacional da Indústria do Petróleo
 ONG - Organização Não Governamental
 ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
 OS - Horário de Ponta em Período Seco

P

P - Horário de Ponta
 PADCT - Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico
 PAR - Plano de Ampliações e Reforços
 PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas
 Petrobrás - Petróleo Brasileiro S/A
 PIB - Produto Interno Bruto
 PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica
 PMO - Programa Mensal da Operação
 PND - Programa Nacional de Desestatização
 PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
 PVUR - Percentual do Volume Útil dos Reservatórios
 Procel - Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica
 Procobre - Instituto Brasileiro do Cobre
 Prodeem - Programa para o Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
 Pronabio - Programa Nacional de Diversidade Biológica
 Propam - Programa de Recuperação e Desenvolvimento Ambiental da Bacia da Pampulha
 Prosam - Programa de Saneamento Ambiental das Bacias do Arrudas e do Onça
 PU - Horário de Ponta em Período Seco
 PUC-Camp - Pontifícia Universidade Católica de Campinas

R

Rede - Rede Empresas de Energia Elétrica
 Refis - Programa de Reestruturação Fiscal (lei nº 9.964).
 RE-SEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
 Rfssa - Rede Ferroviária Federal S/A
 RGE - Rio Grande Energia Elétrica
 RGR - Reserva Global de Reversão
 RNP-DF - Rede Nacional de Pesquisa
 Revise - Revisão Institucional do Setor Elétrico
 RPPN - Reserva Particular do Patrimônio Natural

S

SINGRH - Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos Sintrel - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica SNIE - Sistema Nacional de Informação Energética
 SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação
 Saelpa - Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
 SBE - Sociedade Brasileira de Eletrificação
 SBM - Sociedade Brasileira de Metrologia.

IA 225 SD - Sistemas de Distribuição

os 2004/01/20 SE - Subestação

om0412j8/200104834

SENADO FEDERAL

Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 344

Selic – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
Sebrae – Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
Sema – Secretaria Especial do Meio Ambiente
Semad – Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável
SER – Sistema de Energia Renovável
SIN – Sistema Integrado Nacional
Siese – Serviços de Informações Empresariais do Setor Elétrico
Sinicesp – Sindicato da Indústria da Construção Pesada do Estado de São Paulo
Sinmetro – Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Siorg – Sistema de Informações Organizacionais do Governo Federal
SNE – Secretaria Nacional de Energia
ST – Sistema de Transmissão
STF – Supremo Tribunal Federal
STJ – Superior Tribunal de Justiça
Supra Geae – Gestão Energética Ambiental e Estratégica LTDA

T

TCM – Térmicas a Carvão Mineral
TCN – Termocatarinense Norte
TCO – Termocatarinense Oeste
TCP – Termocatarinense Planalto
TGF – Termocatarinense Grande Florianópolis
Tusd – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
Tust – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Também chamada de Tarifa Nodal)
TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil S/A
TEC – Tonelada Equivalente de Carvão
TEP – Toneladas Equivalentes de Petróleo
TG – Turbina a Gás
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA – Tempo Médio de Atendimento
TV – Turbina a Vapor

U

U – Período Úmido
Uerj – Universidade Estadual do Rio de Janeiro
UFBA – Universidade Federal da Bahia
UFF – Universidade Federal Fluminense
UFG – Universidade Federal de Goiás
UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
UFPR – Universidade Federal do Paraná
UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UFU – Universidade Federal de Uberlândia
UG – Unidade Geradora
UHE – Usina Hidro Elétrica
Unicamp – Universidade Estadual de Campinas
Unisol – Fundação de Apoio Institucional ao Rio Solimões
Unemac – União de Empresas Fornecedoras de Machadinho
USgal – Galão norte-americano
Usiminas – Usina Siderúrgica de Minas Gerais S/A

SENADO FEDERAL
 Comissões Especiais e de Inquérito

FL. 345

US - Usina Subterrânea
USP - Universidade de São Paulo
UT-JF - Usina Termelétrica de Juiz de Fora - MG
UTE - Usina Termo Elétrica

V

V - Símbolo de Volt
VA - Símbolo de Volt-Ampère
VBC EnergiaA - Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa Energia
VNA - Vazão Natural Afluente

X

Xanxerê - Hidroelétrica Xanxerê Ltda

(*) Importados da página Energia Brasil, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

13
04/12/82/200104834

SENADO FEDERAL
Comissão Especial de Inquérito

FL. 346