

**Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul**  
**Diretoria de Planejamento**  
**Superintendência de Planejamento**

**NOVO MARCO REGULATÓRIO DO  
SETOR ELÉTRICO**





---

Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul

**Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul**  
**Diretoria de Planejamento**  
**Superintendência de Planejamento**

**NOVO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR  
ELÉTRICO**



**Conselho de Desenvolvimento e Integração Sul – CODESUL**

**JOSÉ ORCÍRIO MIRANDA DOS SANTOS**

Governador do Estado do Mato Grosso do Sul  
Presidente Pró-Tempore

**ROBERTO REQUIÃO DE MELLO SILVA**

Governador do Estado do Paraná  
Vice-Presidente

**LUIZ HENRIQUE DA SILVEIRA**

Governador do Estado de Santa Catarina  
Vice-Presidente

**GERMANO RIGOTTO**

Governador do Estado do Rio Grande do Sul  
Vice-Presidente

**Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul**

LÉLIO MIGUEL ANTUNES DE SOUZA – RS  
Diretor-Presidente

CARLOS FREDERICO MARÉS DE SOUZA FILHO – PR  
Vice-Presidente e Diretor de Operações

AMADEU LUIZ DE MIO GEARA – PR  
Diretor Financeiro

CASILDO JOÃO MALDANER – SC  
Diretor de Acompanhamento e Recuperação de Créditos

GEOVAH JOSÉ DE FREITAS AMARANTE – SC  
Diretor Administrativo

GERMANO MOSTARDEIRO BONOW – RS  
Diretor de Planejamento

**Superintendência de Planejamento**

LUIZ ANTÔNIO MARQUES CONCLI  
Superintendente

**Elaboração**

MAURÍCIO MOCELIN  
Economista

## **Introdução**

A energia elétrica é um insumo fundamental para produção da quase totalidade dos bens produzidos em qualquer economia minimamente desenvolvida. Em razão disso, a eficiência e a confiabilidade no fornecimento de energia são fundamentais para o desenvolvimento de qualquer sociedade.

O setor de eletricidade possui algumas peculiaridades de grande complexidade. Em primeiro lugar, a energia elétrica deve ser consumida no momento em que é produzida, uma vez que o padrão tecnológico atual não permite que seja armazenada em grande escala a baixo custo. Por isso, é necessária a interligação dos setores de geração, transmissão e distribuição. Os dois últimos (transmissão e distribuição) possuem características monopolísticas, enquanto a geração possibilita a concorrência (Abreu, 1999).

A partir da década de 1950, o Estado tomou para si a tarefa de implantação da infra-estrutura necessária ao desenvolvimento industrial do País, particularmente no setor elétrico, cujos projetos demandam grande volume de recursos, possuem baixo retorno e longo período de maturação, fatores de desestímulo ao investidor privado.

A predominância do Estado na indústria de energia elétrica se manteve até a década de 1990, quando teve início uma profunda reestruturação do setor estatal brasileiro. Diante da necessidade de investimentos em infra-estrutura e da falta de capacidade financeira das empresas estatais, o País pôs em prática um processo de privatização de empresas de energia com o objetivo<sup>1</sup> de transferir para o setor privado a tarefa de promover os investimentos necessários para a expansão da capacidade instalada no País.

Todavia, as reformas introduzidas não foram suficientes para evitar o racionamento de energia em 2001, episódio que ficou conhecido como "apagão". Embora alguns atribuam a necessidade de racionamento a fatores hidrológicos, não há como negar que a falta de investimento foi decisiva para que se chegasse àquele extremo.

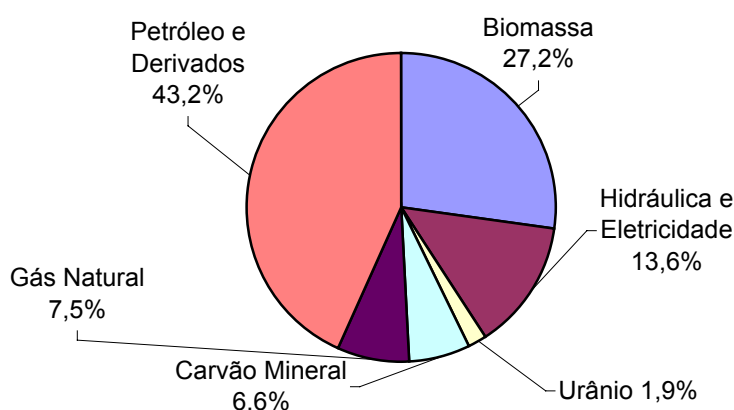
---

<sup>1</sup> O argumento apresentado pelos governantes de então sempre foi o de dar maior dinamismo ao setor, entretanto, não se deve desprezar a necessidade de arrecadação do Governo Federal e de Governos Estaduais no processo de privatização.

## 1 – Características do Setor Elétrico Brasileiro

A matriz energética brasileira apresenta algumas vantagens em relação ao resto do mundo, principalmente no que tange ao uso de fontes renováveis. Enquanto 41% da energia produzida no País é de origem renovável, a média mundial é de 14% e nos países que compõem Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE é ainda menor, chegando a 6%. Outra vantagem do Brasil é a maior participação de energia hidráulica na sua matriz energética, que atinge 13,6%, dado bastante expressivo se comparado com os 2,3% da média mundial. O mesmo comentário pode ser feito em relação à biomassa, que representa 27,2% da matriz energética do Brasil e 11,5% na média mundial.

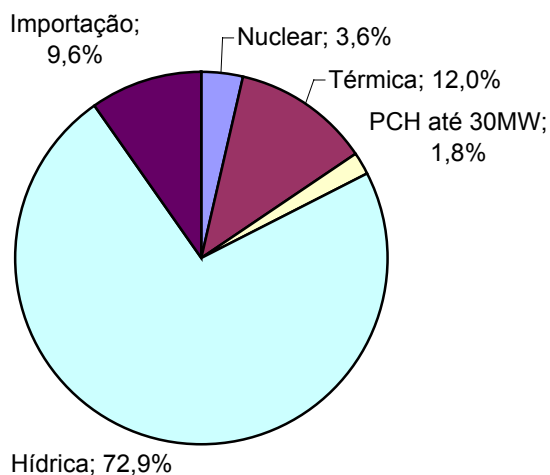
### Oferta Interna de Energia - 2002 Brasil



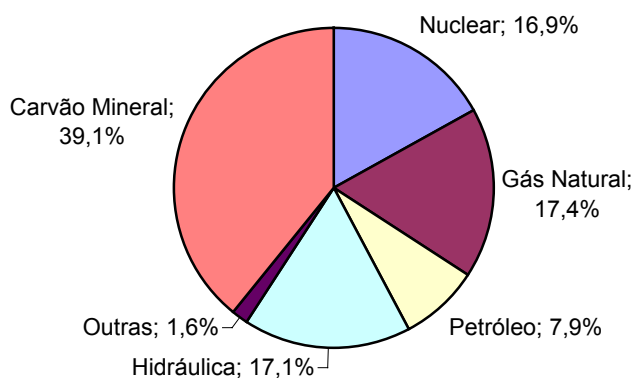
O setor elétrico brasileiro é caracterizado pelo predomínio da geração hidrelétrica. A oferta total interna de energia em 2002 atingiu o montante de 344,6 TWh que, somados à importação de 36,6 TWh, possibilitaram uma oferta total de 381,2 TWh, sendo 72,9% de origem hídrica (Fonte: Balanço energético Nacional 2002).

Comparando a estrutura da oferta de eletricidade brasileira com a do resto do mundo, percebe-se que o País, por seu potencial hídrico, dispõe de uma vantagem comparativa em relação aos demais, visto que essa fonte é significativamente mais econômica comparada com as outras.

### Estrutura da Oferta de Eletricidade - 2002 Brasil



### Estrutura da Oferta de Eletricidade - 2000 Mundo

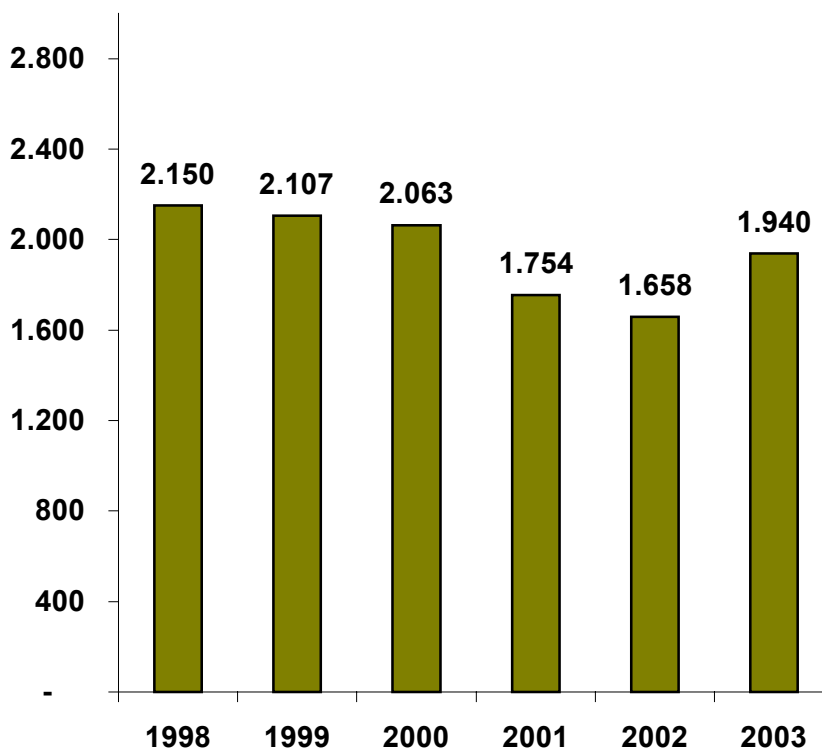


Mesmo com a elevada participação da energia hidráulica em relação à média mundial na geração, a exploração do potencial hidráulico do Brasil ainda é baixa comparada a de outras nações. Estima-se que apenas 25% do potencial hídrico esteja sendo explorado, enquanto a França já usa 100%, a Alemanha 83%, o Japão 64% e os EUA 60%.

Em 2003, o consumo de energia elétrica no País chegou a 343 TWh, o que representa um consumo per capita de 1.940 Kwh/ano. Embora o

consumo per capita tenha crescido em relação a 2002, esse valor ainda está abaixo do consumo de 2000, ano anterior ao "apagão".

### Consumo Per Capita de Energia em Kwh/ano



Embora não esteja claro qual a elasticidade-renda da energia em razão da mudança nos hábitos de consumo provocada pelo apagão, estima-se que seja necessária uma expansão de 3 mil MW/ano em geração para atender ao crescimento da demanda até 2012 e de 3,4 mil Km/ano em linhas de transmissão, com investimentos que alcançam a cifra de R\$ 17,9 bilhões, sendo R\$ 8,7 bilhões em geração, R\$ 4,6 bilhões em transmissão e R\$ 4,6 bilhões em distribuição.

## **2 – Breve Histórico do Setor Elétrico**

O setor elétrico brasileiro teve seu maior impulso a partir da década de 60 (ver Tabela 1). É importante ressaltar nesse aspecto a contribuição do Plano de Metas do Governo JK que direcionou cerca de 42% dos investimentos do plano para o setor. Entre 1955 e 1961 houve aumento de 65% na capacidade instalada de geração de energia elétrica que passou de 3.149,0 MW para 5.205,7 MW. É desse período também a criação de grande parte das empresas estaduais de energia elétrica, como a Escelsa, a Celesc e a Central Elétrica de Furnas.

Foi na década de 60 que se desenhou a nova estrutura institucional que viria a regular, planejar e fiscalizar os serviços de energia elétrica até o início dos anos 90. Entre as principais medidas adotadas no período está a criação, em junho de 1962, da Eletrobrás, com a missão de coordenar e planejar o setor. Em 1965, ocorreu a transformação da Divisão de Águas e Energia no Departamento Nacional de Águas e Energia, vinculado ao Ministério de Minas e Energia - MME (criado em 1960), cuja denominação passou para DNAEE em 1967. Além disso, foi contratado o Consórcio Canambra Consulting Engineers Ltd., com a finalidade de apresentar um diagnóstico para os problemas no fornecimento de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. Essa consultoria forneceu também subsídios para a elaboração, em 1964, do Plano de Ação Econômica do Governo (PAEG) para o setor.

Outro evento de reflexo significativo foi a autorização e regulamentação da reavaliação permanente de ativos, que, em última análise, permitiu a correção do valor das tarifas.

Em 1963, a hidrelétrica de Furnas entrou em operação, conectando os sistemas de suprimento de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro e dando início ao processo de interligação do sistema elétrico brasileiro. Ainda nos anos 60, outros sistemas foram sendo interligados, aumentando a complexidade operacional do sistema, o que levou o MME a criar Grupo Coordenador para a Operação Interligada – GCOI, órgão especializado para operação do parque gerador.

Tabela 1 - Capacidade Nominal Instalada das Usinas de Energia Elétrica 1960-2002

	Hidráulica	Térmica	Nuclear	Total		Hidráulica	Térmica	Nuclear <sup>1</sup>	Total
1960	3.642	1.158	0	<b>4.800</b>	1982	33.156	6.190	0	<b>39.346</b>
1961	3.809	1.396	0	<b>5.205</b>	1983	34.178	6.188	0	<b>40.366</b>
1962	4.126	1.603	0	<b>5.729</b>	1984	34.923	6.173	0	<b>41.096</b>
1963	4.479	1.876	0	<b>6.355</b>	1985	37.077	6.373	657	<b>43.450</b>
1964	4.894	1.946	0	<b>6.840</b>	1986	37.786	6.510	657	<b>44.296</b>
1965	5.391	2.020	0	<b>7.411</b>	1987	40.329	6.575	657	<b>46.904</b>
1966	5.524	2.042	0	<b>7.566</b>	1988	42.228	6.690	657	<b>48.918</b>
1967	5.787	2.255	0	<b>8.042</b>	1989	44.796	6.672	657	<b>51.468</b>
1968	6.183	2.372	0	<b>8.555</b>	1990	45.558	6.835	657	<b>52.393</b>
1969	7.857	2.405	0	<b>10.262</b>	1991	46.616	6.868	657	<b>53.484</b>
1970	8.835	2.213	0	<b>11.048</b>	1992	47.709	6.683	657	<b>54.392</b>
1971	10.130	2.300	0	<b>12.430</b>	1993	48.591	6.974	657	<b>55.565</b>
1972	10.986	3.713	0	<b>14.699</b>	1994	49.921	7.051	657	<b>56.972</b>
1973	12.419	4.181	0	<b>16.600</b>	1995	51.367	7.097	657	<b>58.464</b>
1974	13.724	4.409	0	<b>18.133</b>	1996	53.119	7.025	657	<b>60.144</b>
1975	16.316	4.652	0	<b>20.968</b>	1997	54.889	7.426	657	<b>62.315</b>
1976	17.904	4.680	0	<b>22.584</b>	1998	56.759	7.793	657	<b>64.552</b>
1977	19.396	4.943	0	<b>24.339</b>	1999	58.997	8.526	657	<b>67.523</b>
1978	21.665	5.307	0	<b>26.972</b>	2000	61.063	10.642	2.007	<b>71.705</b>
1979	24.235	5.984	0	<b>30.219</b>	2001	62.523	11.725	2.007	<b>74.248</b>
1980	27.649	5.823	0	<b>33.472</b>	2002	65.311	15.140	2.007	<b>80.451</b>
1981	31.173	6.096	0	<b>37.269</b>					

Fonte: IBGE, Estatísticas Históricas do Brasil. Rio de Janeiro, 1990. Balanço Energético Anual (BEM) 2003, disponível em [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)

<sup>1</sup> A partir de 1985 foram feitos ajustes nos totais, pois há uma dupla contagem da geração termoeletrica

O início da década de 70 caracterizou-se pela solidez financeira do setor, possibilitando sua expansão. A Lei 5.655 de maio de 1971 permitiu a remuneração de 10% a 12% do capital investido, a ser incorporada na tarifa. O efeito dessa medida pode ser visualizado no gráfico 1<sup>2</sup>, que mostra a evolução das tarifas no período 1963-90. O modelo de financiamento do setor era composto ainda pela Reserva Global de Reversão<sup>3</sup>, pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE, por empréstimos compulsórios à Eletrobrás e por empréstimos externos.

<sup>2</sup> Adaptado de Baer e McDonald, 1997.

<sup>3</sup> A RGR foi criada com o objetivo de constituir um fundo para indenização de concessionárias quando da reversão das instalações ao fim do prazo de concessão. A partir de 1971, a Eletrobrás passou a administrar o fundo na forma de empréstimos a concessionárias para expansão e melhorias dos serviços.

Gráfico 1 - Tarifa de Eletricidade Real Média (1964 = 100)



Em 1974, foi instituída a equalização de tarifas em todo o território nacional. A remuneração das concessionárias era ajustada através de transferências das empresas superavitárias para as deficitárias, através da Reserva Global de Garantia – RGG. As insuficiências ou excessos de remuneração eram registrados na Conta de Resultados a Compensar – CRC e incorporadas à tarifa no exercício fiscal seguinte. A política de realismo tarifário de então permitia que todas as concessionárias obtivessem a remuneração legal de 10% a 12% após as devidas compensações. Com isso, as empresas do setor tornaram-se menos dependentes de recursos externos para desenvolver suas atividades, conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2 - Origem dos Recursos do Setor Elétrico

	1967	1973	1979	1984
Recursos Internos	34	44,9	24,2	17,9
Empréstimos Obrigatórios	8,1	9,4	7,6	3,9
Recursos Estatais	31,9	20,3	6,1	6
Empréstimos Domésticos	13	6,6	30,1	9,4
Financiamentos Externos	13	18,8	32	62,8
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fonte: adaptado de Baer, 1997

Entretanto, no final da década de 1970, as empresas do setor começaram a ser usadas pelo governo para captação de recursos externos e no combate à inflação através da contenção do reajuste das tarifas.

Com a política de contenção de tarifas, a CRC passou a acumular déficits que chegaram a aproximadamente US\$ 7 bilhões em 1987. A difícil situação do setor foi agravada ainda mais com a extinção do IUEE pela constituição de 1988.

A mudança das regras tarifárias levou os governos dos estados do Sul e Sudeste a suspender o recolhimento dos superávits de suas empresas de energia para o Rencor (Reserva Nacional de Compensação e Remuneração, que substituiu a RGG, em 1988).

Esse contexto desencadeou um processo de inadimplência das concessionárias de energia junto aos seus fornecedores, alegando que a política tarifária do governo central desrespeitava a legislação que previa a remuneração garantida. Esse processo de inadimplemento intra-setorial se agravou até 1993 quando o saldo negativo da CRC chegou a US\$ 27 bilhões.

### **3 – O Novo Arranjo Institucional do Setor Elétrico**

Em 1993 se iniciou o processo de reforma institucional, através da lei 8.631. Com a nova legislação, o Tesouro Nacional assumiu US\$ 20 bilhões do saldo da conta CRC, ficando US\$ 7 bilhões para futuras compensações. Paralelamente, foram concedidos aumentos nas tarifas visando restabelecer a realidade tarifária.

Ao longo da década de 1990, foram realizadas diversas mudanças na legislação até a edição da Medida Provisória nº 144 de dezembro de 2003, que reformulou novamente o setor elétrico.

A referida Medida Provisória foi transformada na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, estabelecendo o novo modelo institucional do setor elétrico. Os principais objetivos do programa, conforme documento publicado pelo MME, são:

- garantir a segurança de suprimento;
- promover a modicidade tarifária; e
- promover a inserção social no setor elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Uma das principais mudanças introduzidas se dá na forma de comercialização da energia. O setor de geração continua sendo tratado como competitivo, porém, terá uma “competição orientada” ou direcionada para garantir a expansão da capacidade instalada de forma planejada, visando maior segurança no suprimento e menor custo na tarifa final paga pelos consumidores. As novas usinas serão construídas sob encomenda das distribuidoras, que deverão informar ao MME sua projeção de demanda futura.

Na normatização anterior os leilões de concessão eram feitos com base no maior preço. Além disso, o vencedor da concessão deveria conseguir a licença ambiental e ainda buscar mercados para vender a sua energia. No novo modelo, o vencedor do leilão será o que oferecer a menor tarifa e o leilão só será realizado após concessão da licença ambiental. Outro fator importante é que o vencedor do leilão já terá o contrato (PPA - Power Purchase Agreement) de venda garantido.

Paralelamente, para a execução do modelo foram criados novos agentes institucionais. Os três novos agentes são: a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Além disso, foram alteradas algumas atribuições dos órgãos existentes, como mostra o item 3.1.

#### **3.1 – Agentes Institucionais e suas Principais Funções**

O novo arranjo redefine o papel de alguns agentes além de criar três novas instituições. Como poderá ser visto na descrição abaixo, essa nova estrutura amplia os poderes do Governo Federal, que reassume o papel central no planejamento e implementação de políticas energéticas para o

País. Além disso, o MME retoma os poderes de outorga e de concessão ou permissão que anteriormente ficavam a cargo da ANEEL.

### **3.1.1 – Ministério de Minas e Energia – MME**

O novo modelo amplia os poderes do MME, que volta a ter papel relevante no planejamento do setor. O poder de outorga e concessão, anteriormente atribuído à ANEEL, retorna ao Ministério. Caberá também ao MME a definição de ações preventivas para a restauração e manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda. As principais funções do Ministério são as seguintes:

- Formulação e implementação de políticas para o setor energético de acordo com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE;
- Exercício da função de planejamento setorial;
- Exercício do poder concedente; e
- Monitoramento da segurança de suprimento por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

### **3.1.2 – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**

A ANEEL perde espaço de atuação, ficando responsável pela regulação definida pelo poder concedente e pela fiscalização do setor, atividades típicas de agências reguladoras. Como dito anteriormente, o poder de concessão passa para o MME. Um dos argumentos dos críticos do modelo é justamente essa perda de poder por parte da agência reguladora que, em tese, não sofreria influência política em suas decisões.

Segundo esses críticos, as decisões tomadas pelo governo podem favorecer determinados grupos de interesse em detrimento do melhor funcionamento do sistema como um todo. No entanto, é importante ressaltar que a função de uma agência reguladora é justamente regular e fiscalizar o cumprimento de regras estabelecidas para uma determinada atividade e não estabelecer tais regras. As atribuições da ANEEL serão de:

- Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do setor;
- Realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e
- Licitação para aquisição de energia para os distribuidores (nova função).

### **3.1.3 – Operador Nacional do Sistema – ONS**

O novo modelo mantém o despacho centralizado da energia no ONS. Através de um modelo computacional, o ONS calcula o despacho ótimo de cada usina, maximizando a utilização intertemporal dos reservatórios das usinas hidrelétricas. A manutenção dessa forma de despacho contraria as

recomendações da consultoria Coopers & Lybrand, contratada ainda no Governo Fernando Henrique Cardoso para desenhar o modelo do setor elétrico após sua privatização.

Devido às características do sistema brasileiro, com preponderância da geração hidrelétrica em usinas de grande porte, é fundamental que o despacho seja feito de forma coordenada. Muitas usinas estão localizadas ao longo do mesmo rio, estando, dessa forma, interligadas elétrica e hidraulicamente. Em razão disso, o ótimo não é necessariamente o ótimo sistêmico (Rousseff, 2003). Além disso, usinas localizadas em diferentes rios, sem ligação física entre si, também são interligadas pelo sistema de transmissão. Havendo escassez de chuvas em uma região, as usinas nela localizadas despacham menor quantidade de energia e as localizadas em locais com maior quantidade de chuvas despacham mais energia para o sistema, “transferindo” água para aquela região.

Nesse sentido, é fundamental a existência de um grande sistema de distribuição que funcione não somente para o transporte de energia, mas também como fator de otimização do sistema, permitindo transferir excedentes de energia de uma região para outra, aproveitando diferenças sazonais nos ciclos de chuvas.

São atribuições do ONS, conforme estabelece a lei 9.648/98:

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- Contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços auxiliares;
- Definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL; e
- Proposição à ANEEL das ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como dos reforços dos sistemas existentes a serem licitados ou autorizados.

O novo modelo altera esse último item, prevendo que o ONS deve encaminhar as propostas de ampliação e reforços da rede básica ao MME que, por sua vez, solicitará à Empresa de Pesquisa Energética - EPE os estudos necessários para o planejamento da expansão.

### **3.1.4 – Empresa de Pesquisa Energética – EPE**

A Empresa de Pesquisa Energética, criada pela Lei 10.847 de março de 2004, terá a função de elaborar estudos para subsidiar o planejamento

do setor energético, não apenas elétrico, mas também das demais fontes. Entre outras atividades, compete à EPE:

- Execução de estudos/projeções para definição da matriz energética;
- Realização de estudos de planejamento da expansão do setor elétrico, tanto de geração como de transmissão;
- Realização de estudos de potencial energético, incluindo inventários de bacias hidrográficas; e
- Estudos de viabilidade econômica e ambiental de usinas e obtenção de Licença Prévia Ambiental envolvendo empreendimentos de geração e transmissão.

### **3.1.5 – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**

A CCEE sucederá o Mercado Atacadista de Energia – MAE, absorvendo suas funções e estrutura organizacional. Entre as funções da CCEE está a de apurar as tarifas de suprimento dos distribuidores a ser considerada pela ANEEL na formação das tarifas dos consumidores regulados. Compete à CCEE:

- Administração e contratação de compra e venda de energia dos concessionários de serviço público de distribuição;
- Realização dos leilões de compra e venda de energia para os distribuidores; e
- Realização da contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL (o detalhamento desses dois ambientes de contratação será realizado no item 5).

### **3.1.6 – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE**

O CMSE será coordenado pelo MME. Sua função é “garantir” a segurança no suprimento de energia. Para tal, é sua função monitorar a qualidade e continuidade do suprimento de energia num horizonte de cinco anos. O Comitê desenvolverá ações preventivas contra possíveis riscos no suprimento de energia, tais como: atraso em obras de expansão, condições hidrológicas adversas e aumento excepcional do consumo.

## **4 – Desverticalização**

O setor energético brasileiro é caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas de grande porte e pela pesada estrutura de transmissão, as quais permitem a interligação entre as fontes geradoras de regiões diferentes. A estrutura de transmissão é utilizada não só para transportar a energia da usina até os centros consumidores mas também para otimização dos recursos energéticos com o intercâmbio de energia e de água de regiões diferentes. Nesse sentido, há uma grande complementaridade entre o setor de geração e transmissão, o que justificaria a sua integração vertical.

No entanto, a recomendação da *Coopers & Lybrand* de desverticalização setorial foi mantida, mas com o livre acesso à rede de transmissão pelos geradores. O livre acesso às redes de transmissão faz com que sejam mantidos os ganhos decorrentes de integração vertical sem que se percam os benefícios da separação dos setores.

Essa forma de organização dá mais transparência ao setor, na medida em que torna mais visível a base de remuneração de cada atividade, bem como sua formação de custos, possibilitando maior controle da sociedade sobre a concessão.

O modelo estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres, conforme Art 8º da Lei 10.848:

*"As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver as atividades:*

*I - de geração de energia elétrica;*

*II - de transmissão de energia elétrica;*

*III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts 15 e 16 desta Lei..."*

Excetuam-se dessa regra a geração distribuída de pequeno porte (inferior a 500 GWh/ano) na modalidade de serviço público, cuja totalidade da energia gerada seja destinada a mercado consumidor próprio.

Outra exceção são os estados que pertencem ao sistema isolado (Acre, Rondônia, Amazonas, Roraima e Amapá).

Os sub-setores da cadeia energética são caracterizados a seguir.

### **4.1 – Geradores**

A atividade de geração é caracterizada como competitiva. Nesse sentido todos os geradores poderão vender sua produção tanto no ACR quanto no ACL (ver item 5).

Os geradores poderão ser Concessionários de Serviço Público de Geração – CSPG, Produtor Independente de Energia Elétrica<sup>4</sup> – PIE ou Autoprodutores.

Os geradores poderão vender energia para:

- o conjunto de distribuidores (pool), através de licitação da CCEE;
- comprador individual para contratação regular de ajuste, por meio de leilão da CCEE;
- consumidores livres;
- constituição de reserva;
- comercializadores para atendimento a consumidores livres;
- consumidores regulados (atendidos por concessionárias de distribuição), desde que integrante de complexo industrial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; e
- exportação, se autorizada pelo poder concedente.

#### **4.2 – Distribuidores**

A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede, com venda de energia somente a consumidores com tarifas e demais condições reguladas pela ANEEL.

Os distribuidores só poderão vender energia a consumidores livres em condições reguladas. No caso de consumidores livres que optarem por outros fornecedores, o distribuidor terá função de provedor de rede, devendo ser remunerado pela Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição – TUST.

A geração para auto abastecimento (*self-dealing*), anteriormente limitada a 30%, não será permitida. Os atuais contratos de *self-dealing* vigerão até o fim do período estabelecido. No entanto, os distribuidores deverão dividir as atividades de geração e distribuição, constituindo empresas próprias para cada uma delas, que estabelecerão contratos entre si abrangendo o período do *self-dealing* vigente.

A metodologia de cálculo das tarifas permanece inalterada, ou seja, permanece a estrutura com base em custos marginais de fornecimento.

---

<sup>4</sup> O PIE é definido no Art 11 da Lei 9.074 de 1995 como Pessoa Jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco

### **4.3 – Consumidores Livres<sup>5</sup> e Comercializadores**

Os consumidores livres, independentemente do nível de tensão exigido, poderão continuar sendo atendidos pelo distribuidor local, comprar energia de um produtor independente ou, ainda, comprar energia por meio de um comercializador. A contratação livremente negociada, caso das duas últimas opções, poderá representar toda ou parte da carga. Porém, os prazos para migrar do ACR para o ACL (ver item 5) são de um ano para demanda máxima entre 3 e 5 MW; dois anos para demanda máxima entre 5 e 10 MW; e três anos para demanda acima de 10 MW. Esse prazo poderá ser reduzido mediante negociação entre consumidor e distribuidor, ficando a critério do distribuidor aceitar ou não a antecipação.

Caso o consumidor livre opte pelo retorno ao ACR deverá solicitar ao distribuidor, com antecedência mínima de cinco anos, ficando novamente com o distribuidor a prerrogativa de aceitar ou não uma eventual antecipação. O fato de ser consumidor livre não o desobriga dos encargos tais como os referentes à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC do sistema isolado, taxa de fiscalização da ANEEL, etc.

Os comercializadores poderão desempenhar as seguintes funções:

- comprar e vender energia dos geradores;
- comercializar energia com consumidores livres;
- comercializar energia com os distribuidores nos contratos de ajustes com prazo de até dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE; e
- representar geradores nos leilões promovidos pela CCEE.

---

<sup>5</sup> Consumidores com carga igual ou superior a 3 MW.

## **5 – Comercialização de Energia**

Uma das principais mudanças trazidas pelo novo modelo é justamente a forma de comercialização da energia. Pelo novo modelo, haverá dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. No ACR, o preço a ser pago pelos distribuidores será determinado nas licitações, enquanto no ACL, os preços serão livremente negociados entre os geradores e os consumidores livres e os comercializadores.

Uma das principais características do novo modelo é a formação de contratos de longo prazo (CCEAR – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado) entre geradores e distribuidores. Os contratos terão duração mínima de três anos para a “geração existente” e de 15 anos para a “nova geração”. Com esses contratos, o MME espera criar um ambiente estável que dê garantia de retorno aos investidores privados.

Outro aspecto importante a destacar neste modelo é a exigência de lastro físico de 100% da demanda dos agentes de consumo, sejam comercializadores, distribuidores ou consumidores (Decreto 5.163, Art 2º). Pelo regulamento anterior, essa exigência era de 95%. Essa nova exigência visa dar maior segurança no suprimento.

### **5.1 – Ambiente de Contratação Regulada – ACR**

O ACR é definido como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos” (Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004).

A compra de energia no ACR será feita através de leilões realizados pela ANEEL. Para tanto, os agentes de distribuição, vendedores autoprodutores e consumidores livres deverão informar a previsão de seus mercados para os cinco anos subsequentes. Essa previsão deverá ser encaminhada ao MME até o dia 1º de agosto de cada ano.

Haverá três tipos de contratação no ACR: a contratação de nova geração, contratação de geração já existente e contratação de ajuste.

A contratação de energia de novas usinas visa atender à expansão da demanda. Como o prazo de maturação de uma usina é de cerca de cinco anos, a contratação dessa energia será feita em licitações com cinco anos de antecedência ( $A-5$ ). Os contratos (PPA's) terão duração mínima de 15 anos e máxima de 30 anos contados a partir do início do suprimento.

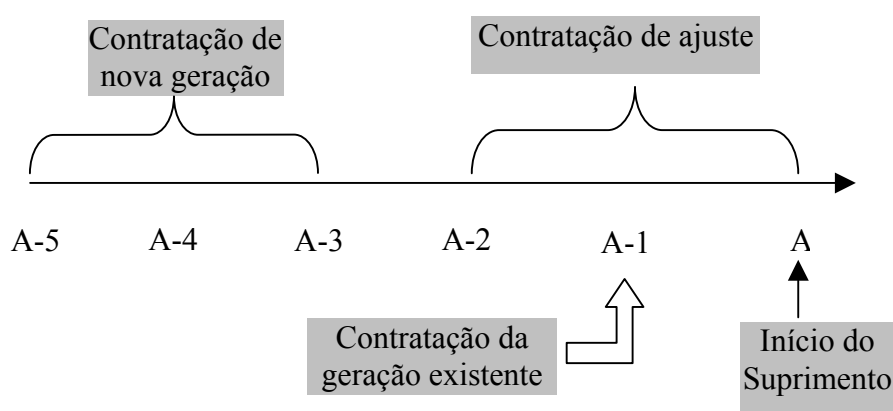
A demanda futura de energia é de difícil previsão, pois é afetada por uma série de fatores, tais como: crescimento econômico, mudança de hábito dos consumidores, como a ocorrida por ocasião do “apagão” em 2001, entre outros. Em razão disso, haverá nova licitação com antecedência de três anos ( $A-3$ ) do início do suprimento, ou seja, dois anos após a licitação inicial, para adequação das demandas das distribuidoras. Dado o menor prazo para o início da entrega, essa licitação

com três anos de antecedência deve ter maior participação de termelétricas, pequenas e médias hidrelétricas, de importação de energia ou ainda de fontes renováveis competitivas.

A contratação de geração existente ( $A-1$ ) deverá atender à carga atual das distribuidoras. Os contratos para a geração existente serão realizados na modalidade **quantidade de energia**. O início do suprimento será no mês de janeiro do ano subsequente ao da realização do leilão. Esses contratos deverão substituir os que estão sendo encerrados. Portanto, a energia que as concessionárias deverão declarar deverá ser igual à carga que está sendo descontratada. Nesse tipo de contratação, os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados às tarifas. Os prazos de duração serão de 3 a 15 anos.

Os agentes de distribuição poderão ainda participar dos leilões de ajuste realizados pela ANEEL de forma a complementar o montante de energia necessário ao atendimento de suas cargas. O prazo de suprimento desses contratos será de até dois anos e o montante total contratado para ajuste não poderá exceder a 1% da carga total de cada distribuidora. A figura abaixo ilustra a seqüência temporal dessas contratações.

**Figura 1 – Contratação das Distribuidoras no ACR**



Nos novos empreendimentos hidrelétricos parte da energia poderá ser destinada para consumo próprio ou para venda no ACL. Entretanto parte das receita deverá ser direcionada para favorecer a modicidade tarifária. O agente vendedor terá que pagar uma compensação para os consumidores com tarifa regulada. Junto com a oferta de preço o agente deve declarar o percentual da energia que será comercializada fora do ACR. A compensação será paga anualmente considerando a seguinte equação:

$$V = a * x * EA * (P_{marginal} - P_{ofertada})$$

onde:

$a$  é um fator de atenuação variável a ser definido no edital;

$V$  é o valor a ser auferido para favorecer à modicidade tarifária;

$x$  é a fração da energia assegurada da usina a ser destinada à consumo próprio ou à comercialização no ACL;

$EA$  é a energia assegurada do empreendimento, em MWh/ano;

$P_{marginal}$  é o menor valor entre o custo marginal de referência previsto no leilão e o custo marginal resultante do leilão; e

$P_{ofertada}$  é o valor ofertado para a energia destinada ao ACR.

## **5.2 – Ambiente de Contratação Livre - ACL**

O ACL trata da compra e venda de energia envolvendo agentes geradores e agentes comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres. As relações comerciais entre esses agentes será realizada através de contratos bilaterais livremente pactuados, onde se estabelecerão questões como preço e quantidade.

Os consumidores potencialmente livres, com contratos por tempo indeterminado, poderão optar por adquirir energia de outro fornecedor, desde que precedido de declaração formal ao distribuidor no ano anterior ao da mudança. Essa declaração deve ser apresentada até 15 dias antes da data estipulada para que os agentes de distribuição apresentem a sua declaração do montante de energia a ser contratado nos leilões do MME. A opção do consumidor livre poderá abranger toda ou parte de sua carga.

O consumidor livre deverá formalizar contrato de uso do sistema de distribuição com o ONS e com a concessionária de transmissão, se suas instalações estiverem conectadas à rede básica, ou com a concessionária de distribuição se suas instalações estiverem conectadas à rede de distribuição desse agente.

Da mesma forma, o retorno do consumidor livre à condição de consumidor regulado deverá ser informada ao agente de distribuição local com antecedência mínima de cinco anos. Em ambos os casos, os prazos poderão ser reduzidos a critério do agente de distribuição.

Como se disse, no ACL os contratos podem ser livremente negociados entre os agentes. No entanto, as concessionárias de geração estatais e a concessionárias de distribuição deverão promover um processo de leilão público, cujos editais serão aprovados pela ANEEL.

Como dito anteriormente, as modalidades contratuais da nova geração poderão ser de **quantidade de energia** ou de **disponibilidade de energia**.

## **6 – PROINFA**

A crescente preocupação com questões ambientais e com a promoção do desenvolvimento econômico em bases sustentáveis tem se tornado cada vez mais freqüentes nas grandes discussões internacionais. Nesse sentido, as fontes renováveis de energia terão participação cada vez maior na matriz energética global.

Nesse contexto, o Brasil apresenta uma situação privilegiada. Enquanto a média mundial de fontes renováveis situa-se em torno de 14%, a oferta interna de energia renovável do País é de cerca de 40%.

Com o objetivo de desenvolver e ampliar o fornecimento de energia através dessas fontes e também diversificar a matriz energética nacional, o Governo Federal, através da Lei 10.438, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, que estabelece a contratação, na primeira etapa do programa, de 3.300 MW de energia no Sistema Integrado Nacional – SIN gerados por fontes eólicas, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, sendo 1.100 MW de cada fonte. Com o PROINFA, pretende-se que a participação dessas fontes passe dos atuais 3,1% para 5,9% do total da energia produzida no País.

Para a implantação da primeira etapa do Programa, serão necessários cerca de R\$ 8 bilhões. O PROINFA estabelece que o BNDES deverá financiar 70% do valor do empreendimento, ficando os 30% restantes a cargo do empreendedor. O prazo total de financiamento é de 10 anos, com encargos de TJLP + 2% a.a. mais a remuneração do agente repassador.

A Lei estabelece ainda que em sua segunda etapa o Programa seja ampliado até que 10% da demanda do País seja suprida por essas fontes alternativas.

PCHs são usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW que atendem a requisitos específicos definidos pela ANEEL. Segundo a Agência, há um total de 3.669 MW em PCHs já autorizados para funcionamento. Desses, 403,8 MW já tiveram suas obras iniciadas. O Brasil possui um potencial de 9.800 MW e há 2.000 MW em operação.

A energia da biomassa pode ser gerada através de matéria orgânica animal ou vegetal e resulta, em essência, da transformação da energia solar em energia química por meio da fotossíntese. A participação da biomassa na geração energética no Brasil é de 27%, sendo 11,9% a partir da utilização de lenha e carvão vegetal, 12,6% de bagaço de cana-de-açúcar e 2,5% de outros materiais.

A energia eólica é obtida da energia cinética das massas de ar em movimento, através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação.

A produção de energia elétrica se dá através de turbinas eólicas ou aerogeradores. A capacidade instalada no mundo é de 30.000 MW. A maior parte localizada na Alemanha, Dinamarca, Espanha e Estados Unidos. No Brasil, a geração dessa fonte é de 26,8 MW, entretanto, outros 7.694 MW já tiveram instalação autorizada (fonte: [www.mme.gov.br/proinfa](http://www.mme.gov.br/proinfa)).

O programa, conforme Art 3º da Lei 10.438, estabelece que a Eletrobrás firmará contrato de compra da energia produzida pelo período de vinte anos.

*"...os contratos serão celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS - para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de vinte anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato..."*

A compra da energia será feita pelo valor econômico de cada tecnologia que será definido pelo Poder Executivo. Entretanto, esse valor deverá ter como piso 50%, 70% e 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final nos últimos 12 meses para biomassa, PCH's e eólica, respectivamente.

Os valores econômicos foram definidos pela Portaria nº 45 de 30 de março de 2004 do MME, conforme tabela abaixo.

**Tabela 3 - Valores Econômicos e Pisos Correspondentes às Tecnologias Específicas da Fonte**

	<b>Fonte</b>	<b>Valor Econômico (em R\$/MWh)</b>	<b>Piso (em R\$/MWh)</b>
PCH		117,02	117,02 - 70% TMF
Eólica	FCR ≤ 32,4	204,35	150,45 - 90% TMF
	32,4% < FCR < 41,9%	Curva	
	FCR 41,9%	180,18	
Biomassa			
Bagaço de Cana		93,77	83,58 - 50% TMF
Casca de Arroz		103,2	
Madeira		101,35	
Biogás de Aterro		169,08	

Tarifa Média de Fornecimento - TMF: R\$ 167,17/MWh (Base: 1º de março)

Os projetos selecionados pelo PROINFA na Região Sul são listados a seguir.

Tabela 4 - Projetos Selecionados pelo PROINFA na Região Sul

PCH				
UF	Data de LI	Qualificação	Aproveitamento	POT INSTALADA (kW)
PR	25/11/2002	PIA	PCH Novo Horizonte	15.000
	01/03/2004	PIA	PCH Cristalino	4.000
<b>Total PR</b>				<b>19.000</b>
SC	13/11/2002	PIA	PCH Plano Alto	16.000
	20/11/2002	PIA	PCH Alto Irani	21.000
		PIA	PCH Arvoredo	11.000
	02/12/2002	PIA	PCH Ludesa	26.200
	23/12/2002	PIA	PCH Nova Fátima	4.100
		PIA	PCH Rio Fortuna	6.850
		PIA	PCH São Maurício	2.500
	23/09/2003	PIA	PCH Flor do Sertão	16.500
	10/12/2003	PIA	PCH Salto das Flores	6.700
	17/12/2003	PIA	PCH Santa Laura	15.000
	23/01/2004	PIA	PCH Pira	16.000
	03/03/2004	PIA	PCH Contestado	5.550
		PIA	PCH Coronel Araújo	5.550
	10/03/2004	PIA	PCH Rodeio Bonito	14.000
	23/04/2004	PIA	PCH Ibirama	21.000
<b>Total SC</b>				<b>187.950</b>
RS	27/05/2002	PIA	PCH São Bernardo	15.000
	03/09/2002	PIA	PCH Carlos Gonzatto	9.000
	09/05/2003	PIA	PCH Esmeralda	22.200
	30/05/2003	PIA	PCH Caçador	22.500
		PIA	PCH Cotiporã	19.500
		PIA	PCH Linha Emília	19.500
	16/07/2003	PIA	PCH da Ilha	26.000
		PIA	PCH Jararaca	28.000
	11/02/2004	PIA	PCH Criúva	20.000
		PIA	PCH Palanquinho	19.000
16/05/2001	PIA	PCH Bom Retiro	30.000	
<b>Total RS</b>				<b>230.700</b>

Fonte: Eletrobrás

EÓLICA				
UF	Data LI	Qualificação	Aproveitamento	Potência Instalada
SC	04/04/2003	PIA	UEE Água Doce	9.000
	08/04/2003	Não PIA	UEE Aquibatã	30.000
			UEE Bom Jardim	30.000
			UEE Cascata	4.800
			UEE Cruz Alta	30.000
			UEE Pulpito	30.000
			UEE Santo Antônio	4.800
			UEE Três Pinheiros	30.000
			UEE Salto	30.000
	PIA	UEE Amparo	30.000	
		UEE Campo Belo	9.600	
UEE Rio do Ouro		30.000		
26/11/2003	PIA	UEE Santa Marta	46.531	
07/05/2004	PIA	UEE do Vigia	30.000	
<b>Total SC</b>			<b>344.731</b>	
RS	08/01/2003	Não PIA	UEE dos Índios	50.000
			UEE Osório	50.000
			UEE Sangradouro	50.000
	30/05/2003	PIA	UEE Elebrás Cidreira I	72.000
	27/06/2003	Não PIA	UEE Serra do Antunes	98.600
	24/09/2003	Não PIA	UEE Palmares	50.000
	04/12/2003	PIA	UEE Fazenda Eólica de Xangrila	26.250
	30/01/2004	PIA	UEE Fazenda Eólica de Imbé	35.000
	10/09/2003	PIA	UEE Osório I	28.500
			UEE Xangrila II	6.000
	23/09/2003	PIA	UEE Xangrila I	24.000
	10/12/2003		UEE Casqueiro I	6.000
			UEE Casqueiro II	45.000
22/10/2003	Não PIA	UEE Livramento	74.800	
<b>Total RS</b>			<b>616.150</b>	

Fonte: Eletrobrás

Tabela 5 - Projetos Reclassificados do PROINFA na Região Sul

EÓLICA					
UF	Data LI	Qualificação	Aproveitamento	Potência Total (kw)	Potência Seleccionada (kw)
SC	08/04/2003	Não Pia	UEE Cascata	4.800	4.800
	08/04/2003	Não Pia	UEE Santo Antônio	4.800	1.930
RS	27/06/2003	Não PIA	UEE Serra dos Antunes	98.600	21.376

Fonte: Eletrobrás

## **7 - Considerações Finais**

A legislação anterior se mostrou inadequada à realidade brasileira, como ficou patente nos baixos níveis de investimentos privados, que culminaram com o racionamento de energia em 2001.

Diante disso, tornou-se necessário o estabelecimento de novas regras que criassem incentivos ao investimento privado, principalmente na geração de energia. É quase consenso entre analistas do setor que a nova legislação (que vem sendo discutida desde a posse do atual governo e regulamentada em julho/agosto de 2004) traz importantes avanços nessa direção.

As novas formas de comercialização de energia dão maior segurança aos investidores, na medida em que estes já terão contratos de venda de longo prazo, o que deverá lhes assegurar maior de retorno de seu investimento. Outra questão relevante é a concessão prévia da licença ambiental, já que a tramitação desses processos juntos aos órgãos ambientais é bastante lenta.

Além disso, o novo modelo assegura às distribuidoras o repasse do preço de aquisição para as tarifas, minimizando, assim, os riscos de inadimplência intra-setorial.

As inovações no sentido de proporcionar maior segurança aos investidores do setor também se transmitem a seus financiadores. Esse fato pode ser verificado na forte valorização nas ações de empresas do setor elétrico, ocorrida após a publicação dos decretos regulamentadores.

Particularmente no caso do PROINFA, onde há maior possibilidade de atuação do BRDE, os contratos serão firmados diretamente com a ELETROBRÁS por um período de 20 anos. Além disso, o preço a ser pago pela energia adquirida proporciona boa rentabilidade aos projetos.

Como é justamente na garantia de comercialização que reside um dos principais riscos para os financiadores de empreendimentos de geração de energia, pode-se afirmar que o Programa torna esse mercado bastante atraente na medida que reduz substancialmente os riscos do projeto. Nesse sentido, recomenda-se uma política agressiva na atração dos projetos contemplados pelo PROINFA, desde que, evidentemente, não extrapolem padrões de risco aceitáveis pelo Banco.

## REFERÊNCIAS

ABREU, Yolanda Vieira de. **A Reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas**. São Paulo: USP, 1999. 184 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota de esclarecimento do valor normativo, 26 de outubro de 1999**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 28 abr. 2004.

BAER, Werner.; MACDONALD, Curt. Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica. **Planejamento e Políticas Públicas**, n.16, 39 p. , ago. 1997.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Novo setor elétrico brasileiro**. Brasília – DF: BACEN, 2004. 4 p.

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. 202 p.

BRASIL. **Decreto 5.081, de 14 de maio de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=DEC&secao=NJUILEGBRAS&numLei=005081&data=20040514&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 15, maio. 2004.

BRASIL. **Decreto 5.163, de 30 de Julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/netacgi/nph-brs.exe?sect2=NJURLEGBRAS&s1=&s2=@docn&s3=%22005163%22&s4=2004&s5=&l=20&u=%2Flegbras%2F&p=1&r=1&f=s&d=NJUR>> Acesso em: 03 ago. 2004.

BRASIL. **Decreto 5.175, de 09 de agosto de 2004**. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=DEC&secao=NJUILEGBRAS&numLei=005175&data=20040809&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 11 ago. 2004.

BRASIL. **Decreto 5.177, de 12 de agosto de 2004.** Regulamenta os arts. 4 o e 5 o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em:

<[http://www.mme.gov.br/Noticias/2004/agosto/decreto\\_12082004.pdf](http://www.mme.gov.br/Noticias/2004/agosto/decreto_12082004.pdf)>  
Acesso em 17 ago. 2004

BRASIL. **Decreto 5.184, de 16 de agosto de 2004.** Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. Disponível em:

<[http://www.mme.gov.br/Noticias/2004/agosto/decreto\\_16082004.pdf](http://www.mme.gov.br/Noticias/2004/agosto/decreto_16082004.pdf)>.  
Acesso em: 18 de agosto de 2004.

BRASIL. **Lei 8.631/93, de 4 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19938631.pdf>> Acesso em 04 de mar de 2004>

BRASIL. **Lei 9.648/93, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19989648.pdf>> Acesso em 04/ de mar de 2004.

BRASIL. **Lei 10.438, de 26 de Abril de 2002.** Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n o 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEG BRAS&numLei=010438&data=20020426&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 05 mai. 2004.

BRASIL. **Lei 10.847, de 15 de Março de 2004.** Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEG BRAS&numLei=010847&data=20040315&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 23 abr. 2004.

BRASIL. **Lei 10.848, de 15 de Março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEG BRAS&numLei=010848&data=20040315&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 21 mar. 2004.

BRASIL. **Medida Provisória 144, de 11 de dezembro de 2003.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em:

<<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=MPV&secao=NJUILEG BRAS&numLei=000144&data=20031211&pathServer=www1/netacgi/nph-brs.exe&seq=000>> Acesso em: 15 dez. 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional, vários números.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 15 jun. 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **O modelo institucional do setor elétrico.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 18 fev. 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Valor econômico da tecnologia específica da fonte – VETEF, programa de incentivo às fontes alternativas de energia – PROINFA.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 16 jun. 2004.

BROWN, A.; De Paula, E. **O fortalecimento da estrutura institucional e regulatória do setor energético brasileiro.** Washington – DC: Banco Mundial/PPIAF, 2002. 34 p.

COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICO. **Plano decenal de expansão 2003-2012.** Disponível em: <<http://www.ccpe.gov.br>>. Acesso em: 28 abr. 2004.

CORAZZA, G.; MIRANDA, L.; SCHIMIT, C. (Org.). **Energia elétrica em debate:** a experiência brasileira e internacional de regulação. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2003. 214 p.

GLOBAL INVEST. **Relatório especial:** panorama atual e perspectivas para o setor de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.globalinvest.com.br>>. Acesso em: 28 jul. 2004.

GOMES, A. C. S. Gomes; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T.; FERNANDES, H. H. de O. O Setor elétrico. In: BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONOMICO E SOCIAL - BNDES. **BNDES 50 anos:** histórias setoriais. Rio de Janeiro: BNDES, 2003. p. 321-348.

LINHARES, J. C.; PICCININI, M. S. **Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico:** a experiência internacional e o caso brasileiro. Textos para Discussão BNDES, Rio de Janeiro, n. 64, 1998. 57 p.

LOYOLA, G.; FILHO, E. M. G.; HOCHSTETLER, R. L.; ROJAS, ANDRES. O efeito do tratamento diferenciado dos empreendimentos de geração no modelo proposto. Tendências Consultoria Integrada, 2004. 19 p.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro.** Disponível em: <<http://www.mae.org.br/mercado/historico>>. Acesso em: 28 abr. 2004.

MOREIRA, Ajax R. B.; MOTTA, Ronaldo Seroa da; ROCHA, Katia. **A expansão do setor brasileiro de energia elétrica:** falta de mercado ou de planejamento. Notas Técnicas: IPEA, 2003. 21 p.

**O APAGÃO do setor elétrico:** causas, verdades e equívocos. Disponível em:

<[http://www.dinheirovivo.com.br/projetobrasil/energia/material/Document o%20Peter%20Greiner.pdf](http://www.dinheirovivo.com.br/projetobrasil/energia/material/Document%20Peter%20Greiner.pdf)> Acesso em: 30 mai. 2004.

SAUER, I. L. et al. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro.** Campo Grande, MS: Ed. UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003. 300 p.

SCHIMIT, C. A. J.; Lima, M. A. **Estimações e previsões da demanda por energia elétrica no Brasil.** Disponível em: <[http://www.fazenda.gov.br/seae/documentos/doctrabalho/doctraba16final 1.PDF](http://www.fazenda.gov.br/seae/documentos/doctrabalho/doctraba16final1.PDF)>. Acesso em: 25 abr. 2004.