

NOTA TÉCNICA 6



Confederação Nacional da Indústria

SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

Paulo Augusto P. de Britto*

Carlos Senna Figueiredo**

BRASÍLIA

Setembro de 2005

*ANALISTA DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO DA CNI.

** CONSULTOR DA CNI.

© 2005. CNI – Confederação Nacional da Indústria

É autorizada a reprodução total ou parcial desta publicação, desde que citada a fonte.

Esta série tem por objetivo divulgar análises sintéticas elaboradas pelo corpo técnico da CNI com o intuito de estimular a discussão sobre temas da atualidade econômica e política do Brasil, sobretudo aqueles que afetam diretamente o desenvolvimento e a competitividade da indústria.

As visões e as conclusões expressas nos trabalhos são as do autor e não indicam, necessariamente, concordância da CNI.

B862s

Britto, Paulo Augusto Pettenuzzo de.

Situação da geração termelétrica no Brasil / Paulo Augusto Pettenuzzo de Britto, Carlos Senna Figueiredo. – Brasília : CNI, setembro de 2005.

21 p. – (Nota Técnica CNI, 6)

ISSN 1807-2240

1. Energia 2. Eletricidade 3. Geração Termelétrica
4. Geração Termelétrica no Brasil I. Título

CDU:621.31

CNI – Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte, Quadra 1, Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903-Brasília - DF

Tel. (61) 3317-9001

Fax. (61) 3317-9994

www.cni.org.br

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992

sac@cni.org.br

SITUAÇÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

1 INTRODUÇÃO

O parque gerador brasileiro é composto, predominantemente, por usinas hidrelétricas. A opção pela geração a partir de fontes hídricas, renováveis e de baixo custo, somente foi possível dada a grande disponibilidade de cursos d'água no país.

À medida que os cursos d'água com maior potencial energético e próximos aos grandes centros consumidores foram sendo aproveitados, o custo de expansão do sistema hidrelétrico nacional foi se elevando. A presença de custos marginais crescentes na expansão da geração hidrelétrica está associada, principalmente, ao aproveitamento de potenciais hidráulicos cada vez menos rentáveis e a necessidade de linhas de transmissão mais extensas.

Aliado a esses fatores, a mudança de cenário ao longo das duas últimas décadas impôs dificuldades adicionais à expansão do sistema hidrelétrico dada a escassez de recursos públicos, à falta de fontes alternativas de financiamento e às maiores preocupações ambientais.

Se, por um lado, o custo marginal de expansão é crescente, por outro, a alta dependência dos recursos hídricos torna o sistema vulnerável às condições hidrológicas. Em uma matriz predominantemente hidrelétrica a geração depende do nível de água concentrada nos reservatórios, que varia com a época do ano. Nessas condições, é considerada energia firme a quantidade de energia a ser fornecida sem nenhum risco de déficit¹, sendo chamada de energia secundária a capacidade de geração que vem acima da firme quando as condições hidrológicas são favoráveis. Portanto, o sistema pode ser considerado tanto mais vulnerável quanto maior for a razão *demanda/energia firme*.

Para se reduzir a vulnerabilidade do sistema a solução encontrada foi a de superdimensionar a capacidade instalada do parque hidrelétrico elevando, dessa forma, a quantidade de energia firme disponível. Não obstante, a redução na taxa de expansão da capacidade de geração aliada ao aumento da demanda eliminou a margem de segurança resultante do sistema antes superdimensionado.

A alternativa que se seguiu para reduzir o risco de suprimento no caso de condições hidrológicas adversas foi a de se reestruturar o setor elétrico de tal sorte a torná-lo atrativo aos investimentos privados e diversificar a matriz energética. O resultado dessa reestruturação foi a maior participação de usinas termelétricas cujo papel principal veio a ser o de compensar as variações da energia hidráulica.

A expansão do parque de geração térmica nacional veio, portanto, cumprir a função de firmar a energia secundária capaz de garantir melhores níveis operativos ao longo do tempo ao reduzir o risco de insuficiência de suprimento².

A complementaridade entre geração hidrelétrica e termelétrica vem das diferenças nos custos fixos e marginais e, ainda, no prazo necessário para a implementação de novas unidades geradores de cada tipo. No caso da geração termelétrica, o custo marginal de produção de energia é maior do que o das usinas hidrelétricas, mas a exigência de

¹ No sistema brasileiro, a energia firme de uma usina hidrelétrica é calculada supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde está instalada.

² Em virtude da natureza aleatória das aflúncias naturais, um sistema hidrelétrico está sujeito a dois tipos de risco: os de períodos de aflúncia crítica (ou de panes severas no sistema elétrico) e os de variações sazonais regulares. O primeiro pode ser mitigado por meio da geração por centrais térmicas de menor porte e de operação mais ágil. O segundo risco requer maior quantidade de geração térmica e de caráter perene.

investimento inicial e capital fixo é menor. A complementaridade implica que as usinas termelétricas - com custos variáveis maiores e custos fixos menores - são as mais apropriadas para atender a demanda de ponta, enquanto as usinas hidrelétricas - de custo variável menor e maiores custos fixos - são mais apropriadas para atender a carga de base (a carga de forma contínua, praticamente uniforme).

Dessa forma, a instalação de usinas termelétricas permite que as usinas hidrelétricas aportem energia ao sistema elétrico (sejam despachadas) de forma menos conservadora, aumentando o aproveitamento da energia afluyente natural. Na falta de complemento termelétrico a disponibilidade de energia secundária se torna insuficiente, obrigando um despacho mais conservador das hidrelétricas no sentido de manter os níveis de armazenamento nos reservatórios elevados o suficiente para períodos de condições hidrológicas adversas.

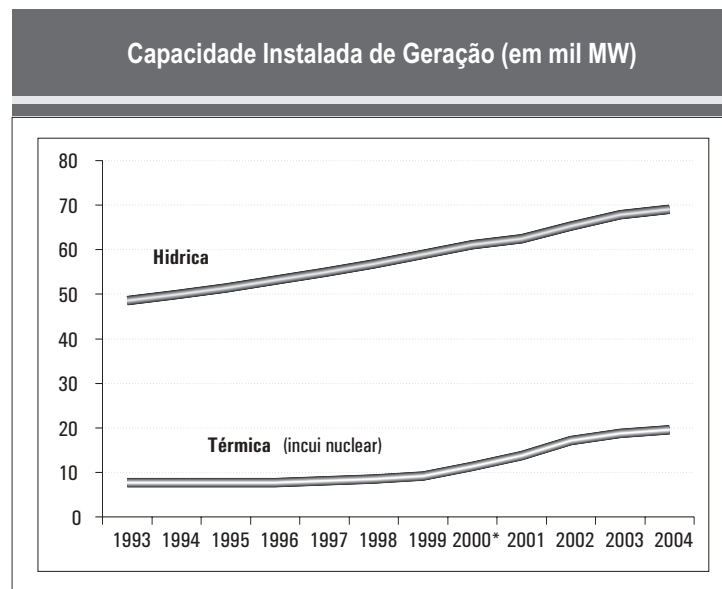
2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO PERÍODO 1993-2004

2.1 Evolução da capacidade de oferta interna

Segundo o Balanço Energético Anual de 2004, a atual *capacidade instalada* de geração de energia elétrica do Brasil é de cerca de 88,6 mil MW, sendo 69,1 mil MW em geração hidráulica, 19,5 mil MW em geração térmica convencional e nuclear. Já a *oferta interna*, que soma à capacidade instalada os 1 mil MW disponíveis através das usinas emergenciais com contrato, os 1 mil MW das usinas emergenciais descontratadas e a disponibilidade de importação de 8,2 mil MW, montava a cerca de 98,8 mil MW no final do ano passado³.

Considerando-se apenas a capacidade instalada não emergencial, a participação da geração termelétrica (incluindo nuclear) no total passou de 13% médios no período de 1993 a 1999, para 15,3% em 2000, 20,8% em 2002 e 22% em 2004⁴. O gráfico 1 ilustra a expansão da capacidade de geração hídrica e térmica no período 1993-2004.

GRÁFICO 1



*A partir de 2000 a geração nuclear passou para 2 mil MW, com a entrada em operação da Usina de Angra II.

Fonte: Balanço Energético Nacional 2004

³ Em que pese o Operador Nacional do Sistema (ONS) contabilizar a capacidade de importação de 8,2 mil MW da Argentina, essa nem sempre está disponível.

⁴ Excluindo-se a capacidade de geração termonuclear, a participação da geração térmica convencional passou de 12% no período 1993-99 para 14,4% em 2000, 18,4% em 2002 e 19,8% em 2004.

2.2 Evolução da Capacidade de Geração Termelétrica

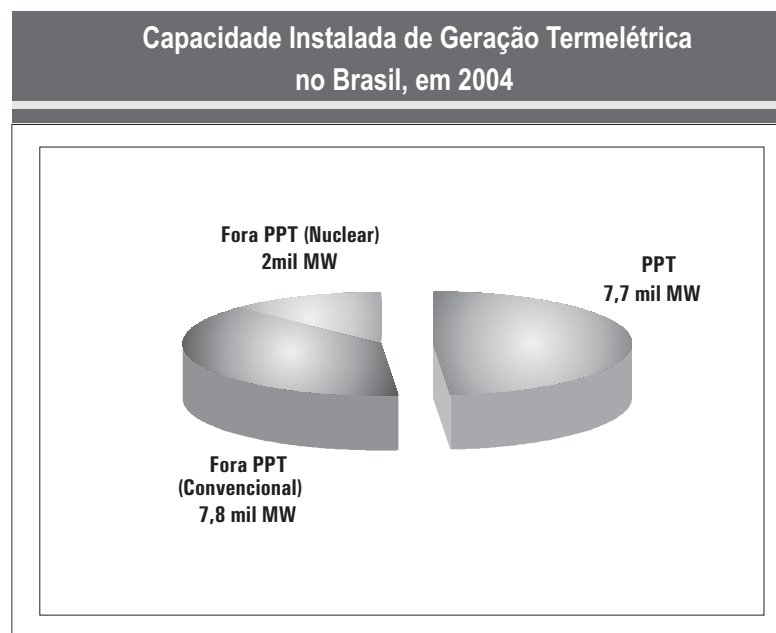
O impulso na geração termelétrica verificado a partir de 2000 decorreu, sobretudo, do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, cujo objetivo foi o de propiciar uma rápida implantação de centrais termelétricas movidas a gás natural. Inicialmente, o Programa visava a implantação de 43 usinas com potência total de 15 mil MW.

Ao longo do ano 2000, houve seguidas adequações no Programa, com a inclusão de alguns empreendimentos e a exclusão de outros, elevando a quantidade para 54 usinas (a serem instaladas até 2003) com potência agregada de 20 mil MW. No biênio seguinte, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCEE avaliou o Programa e o redefiniu para 34 usinas e cerca de 12 mil MW.

O PPT não se viabilizou inteiramente. Atualmente, existem 22 usinas integrantes do Programa em operação comercial, totalizando 7,7 mil MW de potência fiscalizada ante os 11 mil MW originalmente previstos para essas 22 usinas. Segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) esse descompasso pode ser atribuído a retração dos investimentos devido à rigidez das regras contratuais, custo do produto e obrigação de pagamento condicionada a cláusulas *take or pay*, incertezas associadas ao suprimento do gás e incompatibilidade entre a regulamentação do setor elétrico e a do gás natural.

Mesmo que o Programa não tenha produzido os resultados desejados, o acréscimo representado na capacidade geradora nacional foi significativo e contribuiu para firmar a energia secundária do sistema elétrico nacional. A capacidade de geração termelétrica no âmbito do PPT corresponde, atualmente, a 7,8% da capacidade instalada nacional, e 44% da geração termelétrica, inclusive nuclear.

GRÁFICO 2



Fonte: Balanço Energético Nacional 2004

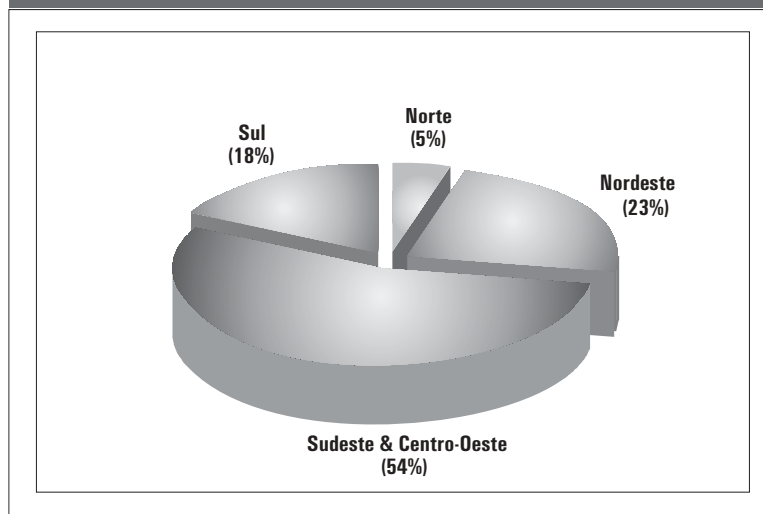
Uma das medidas do PPT é a da garantia de aquisição, por distribuidoras regionais de eletricidade, de parte da energia gerada pelas usinas integrantes do Programa. No caso das termelétricas à gás natural, as cláusulas contratuais de *take-or-pay* estabelecem que a distribuidora deve arcar com o custo de 70% dos gás que seria consumido no caso da usina operar à plena carga, independentemente do uso do combustível. Como resultado desses contratos, as usinas termelétricas do PPT são despachadas pelo ONS sem seguir ordem de mérito.⁵

Por força contratual, as distribuidoras regionais de energia elétrica passaram a adquirir eletricidade gerada em termelétrica de sua região de forma a evitar perdas técnicas com a dissipação de energia no transporte e garantir estabilidade de carga. Como o custo de energia térmica é mais elevado que o custo de geração hidráulica, essas distribuidoras com contratos de compra e venda de eletricidade com termelétricas do PPT acabam por cobrar tarifas mais elevadas de seus consumidores. Nesse sentido, a distribuição regional das usinas do PPT é importante pois impacta de forma assimétrica o preço da energia comercializada.

A maioria da potência instalada de geração no âmbito do PPT está localizada na região, ou subsistema, Sudeste/Centro-Oeste (54%), seguida da região Nordeste (23%) e da região Sul (18%). A região Norte (5%) conta apenas com a usina Termonorte II (246 MW de potência).

GRÁFICO 3

**Distribuição da Capacidade Instalada de Geração Termelétrica
Do PPT - % da Potência Fiscalizada por Região**



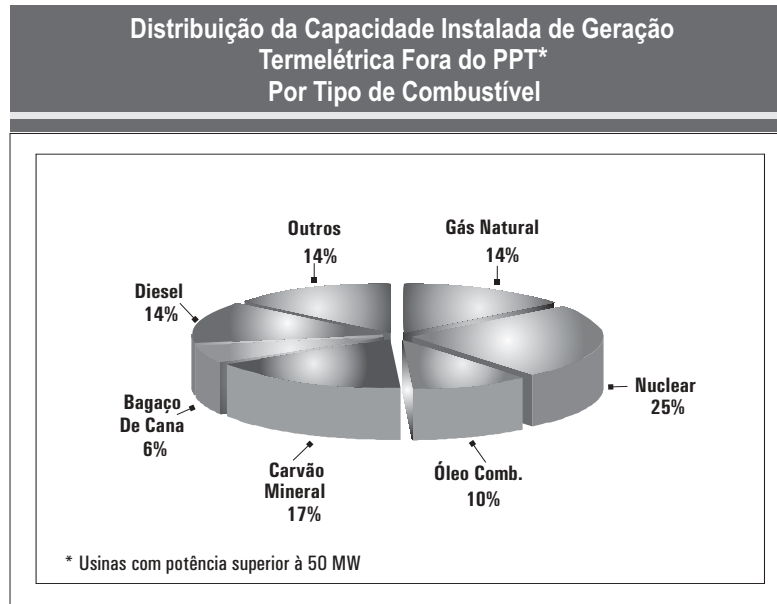
Fonte: ANEEL

A capacidade de geração térmica fora do PPT representa 10,2 mil MW de potência fiscalizada. Desse total, 2 mil MW correspondem às centrais termonucleares Angra I e II. Considerando-se somente as usinas com potência outorgada igual ou superior a 50 MW, a distribuição da geração por região não se mostra muito diferente daquela das usinas do PPT.

⁵Exceto para o caso das usinas térmicas a gás do PPT, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) despacha a geração das usinas hidráulicas e das usinas térmicas ao sistema interligado por ordem de mérito: primeiro as menos custosas e em seguida as demais.

Considerando-se o tipo de combustível, a capacidade de geração termelétrica fora do PPT está distribuída da seguinte forma: nuclear (25%), carvão mineral (17%), gás natural (14%), Diesel (14%), óleo combustível (10%), bagaço de cana (6%) e outros (14%)⁶. O panorama atual da geração termelétrica no País está especificado no Apêndice.

GRÁFICO 4



Fonte: ANEEL

2.3 Oferta de Energia Emergencial

Em 2001, o Governo Federal criou um programa de energia emergencial de curtíssimo prazo visando o aumento da oferta de energia e, conseqüentemente, da segurança do Sistema Interligado Nacional. Para tanto, foi criada a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial. Sua implementação envolveu a contratação das Usinas Térmicas Emergenciais. No total, foram contratadas 54 plantas, divididas em dois grupos. Do total de plantas contratadas, 25 usinas (potência total de 947 MW) tiveram seus contratos finalizados em dezembro de 2004 e outras 30 (com potência total de 985,5 MW) possuem contratos vigentes até dezembro de 2005.

As 30 usinas com contrato vigente estão assim distribuídas no território nacional: 23 (709,2 MW) na região Nordeste, 5 (178,7 MW) na região Sudeste e 2 (97,9 MW) na região Centro-Oeste. No que tange ao combustível, 28 usinas (910,6 MW) consomem óleo Diesel, sendo portanto, de elevadíssimo custo variável. Nesse sentido, as usinas emergenciais são complementares às hidrelétricas e às termelétricas pois possuem custo fixo menor e custo variável superior àquelas, além de poderem ser despachadas mais rapidamente.

3 PERSPECTIVAS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA

Segundo dados da ANEEL, podem ser traçados dois cenários quanto à expansão da capacidade instalada de geração elétrica nacional. No cenário conservador assume-se que somente as usinas concedidas que estão sem restrições judiciais ou ambientais entrarão em operação conforme cronograma previsto. No cenário otimista assume-se que, além das usinas desimpedidas, as com leves restrições irão cumprir o calendário fixado. A tabela abaixo apresenta a previsão para capacidade instalada em ambos os cenários, bem como o incremento percentual em relação ao ano anterior.

⁶ Outros inclui: licor negro, óleo ultraviscoso, gás siderúrgico, gás de alto forno, gás de refinaria e gás de processo.

TABELA 1

| Previsão para Capacidade Instalada em MW | | | | |
|--|--------------|---------------------------|----------|---------------------------|
| | Conservadora | Taxa Anual de Crescimento | Otimista | Taxa Anual de Crescimento |
| 2005 | 93,8 | 3,40 | 94,7 | 4,43 |
| 2006 | 97,9 | 4,44 | 106,2 | 12,10 |
| 2007 | 98,3 | 0,39 | 108,6 | 2,29 |
| 2008 | 98,3 | 0,00 | 109,6 | 0,95 |
| 2009 | 98,3 | 0,00 | 110,2 | 0,53 |

Fonte: ANEEL

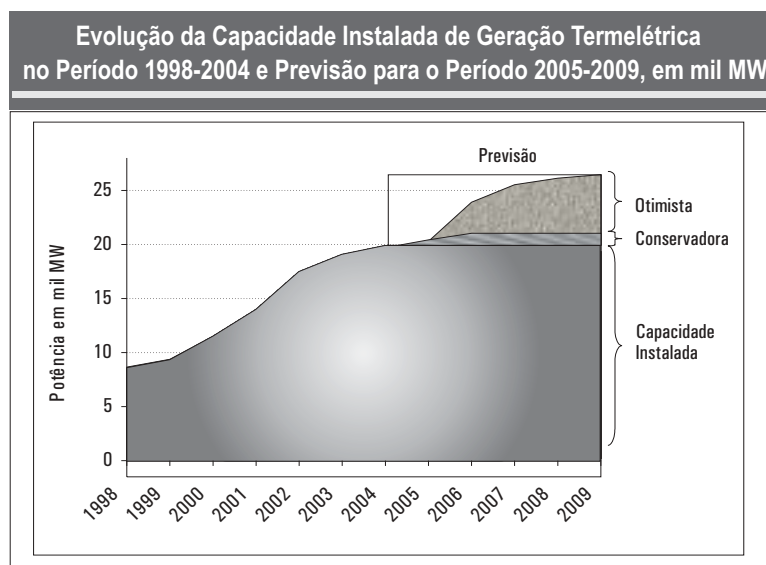
No que diz respeito a geração termelétrica, existem 20 usinas no âmbito do PPT concedidas e atualmente fiscalizadas pela ANEEL. Desse total, 12 possuem capacidade superior a 50 MW e, somadas, deverão contribuir com 5,5 mil MW ao parque térmico nacional⁷. Dessas 12 usinas de maior porte, 11 estão com andamento atrasado e apenas uma - Vale do Açu (347,4 MW) – avança de acordo com o cronograma. Além disso, todas as quatro usinas com obras iniciadas estão paralisadas⁸.

Fora do PPT existem 95 usinas concedidas e fiscalizadas pela Agência, com capacidade total de 8,5 mil MW. Somente 17 dessas possuem capacidade superior a 50 MW e, somadas, representam 7,9 mil MW. Dessas 17 usinas de maior porte, somente 4 usinas tiveram suas obras iniciadas e todas estão em atraso em relação ao cronograma original.

Existem, ainda, outras 52 usinas termelétricas de biomassa integrantes do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) com previsão de agregar 1,1 mil MW de capacidade instalada até o final de 2006. Todavia, devido a atrasos no processo de contratação e indefinições quanto ao financiamento dos empreendimentos junto ao BNDES, essas somente podem ser incluídas no cenário otimista.

O gráfico 5 especifica a evolução da capacidade instalada de geração termelétrica no período 1998-2004 e a previsão para o período 2005-09, conforme dois cenários: otimista e conservador.

GRÁFICO 5



Fonte: ANEEL

⁷ As demais 8 usinas são de pequeno porte e somadas correspondem a 62 MW.

⁸ DSG Mogi Mirim (985,4 MW), Paracambi (511,2 MW), Paulínia (491,8 MW) e Vale do Açu (347,4 MW).

REFERÊNCIAS

ANEEL. Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica. Brasília, Junho de 2005.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Comitê Técnico da Matriz Energética (CT2). Matriz Energética Nacional: Projeções para 2005, 2010, 2015 e 2020. Brasília, dezembro de 2002.

_____. Ministério de Minas e Energia. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Plano Decenal de Expansão 2003/2012, Brasília, 2002.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 43, de 25 de fevereiro de 2000.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 52, de 14 de abril de 2004.

_____. Ministério de Minas e Energia. Portaria 551, de 6 de dezembro de 2000.

_____. Presidência da República. Lei nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000.

_____. Presidência da República. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001.

_____. Presidência da República. Portaria Interministerial nº 176, de 1 de junho de 2001.

_____. Presidência da República. Resoluções nº 23, 36, 37, 47, 56, 100, 101, 105 e 127, da Câmara de Gestão da Crise.

_____. Secretaria de Energia. Balanço Energético Nacional. Brasília, 2004.

OPERADOR Nacional do Sistema Energético. Planejamento Anual da Operação Energética. 2004.

ANEXO 1

Usinas Termelétricas do PPT em Operação (potência > 50 MW)

| Usina | Potência Outorgada | Potência Fiscalizada | % Pot. Fisc./Pot. Out. | Tipo (*) | Município | Combustível | Observação |
|---------------------------------|--------------------|----------------------|------------------------|------------|-----------------------------|----------------------------|--|
| Macaé Merchant Norte Fluminense | 922,6 860,2 | 922,6 860,2 | 100% 100% | PIE PIE | Macaé - RJ Macaé - RJ | Gás Natural Gás Natural | |
| Santa Cruz | 1.000,0 | 766,0 | 77% | SP | Rio de Janeiro - RJ | Gás Natural | Atraso no comissionamento devido à corte no orçamento e dificuldades no fornecimento de combustível. |
| Uruguaiana | 639,9 | 639,9 | 100% | PIE | Uruguaiana - RS | Gás Natural | |
| Termopernambuco | 637,5 | 532,8 | 84% | PIE | Ipojuca - PE | Gás Natural | |
| Araucária | 484,5 | 484,5 | 100% | PIE | Araucária - PR | Gás Natural | |
| Nova Piratininga | 856,8 | 384,9 | 45% | PIE | São Paulo - SP | Gás Natural | Atrasos na implantação das unidades 5 e 6. |
| Eletrobolt | 385,9 | 379,0 | 98% | PIE | Seropédica - RJ | Gás Natural | |
| Camaçari | 360,0 | 360,0 | 100% | SP | Dias d'Ávila - BA | Óleo Diesel | Autorizada a mudança da usina para bicomcombustível. |
| Termo Norte II | 426,5 | 350,0 | 82% | PIE | Porto Velho - RO | Gás Natural | |
| Fortaleza | 346,6 | 346,6 | 100% | PIE | Caucaia - CE | Gás Natural | |
| Três Lagoas | 465,8 | 306,0 | 66% | PIE | Três Lagoas - MS | Gás Natural | Atraso do fornecimento de equipamentos para fase II. |
| TermoRio | 1.162,8 | 246,5 | 21% | PIE | Duque de Caxias - RJ | Gás Natural | Atraso no fornecimento do gás natural e água tratada. |
| Ibirité | 851,7 | 226,0 | 27% | PIE | Ibirité - MG | Gás Natural | Atraso na implantação das fases II e III, por motivo financeiro. |
| Termo Ceará | 312,0 | 220,0 | 71% | PIE | Caucaia - CE | Gás Natural | |
| Termobahia Fase I | 185,9 | 185,9 | 100% | PIE | São Francisco do Conde - BA | Gás Natural | |
| Canoas | 563,5 | 160,6 | 28% | PIE | Canoas - RS | Gás Natural | Atraso na implantação da fase II, por motivo financeiro. |
| Camaçari (Fases I e II) | 151,2 | 151,2 | 100% | PIE | Camaçari - BA | Gás Natural | |
| Juiz de Fora | 110,0 | 87,0 | 79% | PIE | Juiz de Fora - MG | Gás Natural | Atraso na implantação da Fase II, por indefinição técnica (implantação de ciclo combinado). |
| Copesul | 74,4 | 74,4 | 100% | PIE | Triunfo - RS | Gás de Processo | |
| Campos (Roberto Silveira) | 114,2 | 30,0 | 26% | SP | Campos dos Goytacazes - RJ | Gás Natural | Atraso na ampliação devido a mudança de parcerias. |
| Energy Works Rhodia Paulínia | 103,2 | 10,0 | 10% | PIE | Paulínia - SP | Gás Natural | Solicitada revogação da autorização. |
| Total: 22 Usinas | 11.015,2 | 7.724,0 | 70% | | | | |

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

SP - Serviço Público

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 2

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)

| Usina | Potência Outorgada | Potência Fiscalizada | % Pot. Fisc./Pot. Out. | Tipo (*) | Município | Combustível | Observação |
|--------------------------------|--------------------|----------------------|------------------------|----------|------------------------|-------------------|------------|
| Angra 2 | 1.350,0 | 1.350,0 | 100% | SP | Angra dos Reis - RJ | Nuclear | |
| Angra 1 | 657,0 | 657,0 | 100% | SP | Angra dos Reis - RJ | Nuclear | |
| Cuiabá | 529,2 | 529,2 | 100% | PIE | Cuiabá - MT | Gás Natural | |
| Piratininga | 470,0 | 472,0 | 100% | SP | São Paulo - SP | Óleo Combustível | |
| Presidente Médici A/B | 446,0 | 446,0 | 100% | SP | Candiota - RS | Carvão Mineral | |
| Jorge Lacerda IV | 363,0 | 363,0 | 100% | PIE | Capivari de Baixo - SC | Carvão Mineral | |
| CST | 278,2 | 278,2 | 100% | APE | Serra - ES | Gás Siderúrgico | |
| Jorge Lacerda III | 262,0 | 262,0 | 100% | PIE | Capivari de Baixo - SC | Carvão Mineral | |
| Copene | 250,4 | 250,4 | 100% | PIE | Camacari - BA | Gás Natural | |
| CTE II | 235,2 | 235,2 | 100% | APE | Volta Redonda - RJ | Gás Natural | |
| Jorge Lacerda I e II | 232,0 | 232,0 | 100% | PIE | Capivari de Baixo - SC | Carvão Mineral | |
| Aracruz | 231,9 | 210,4 | 91% | APE | Aracruz - ES | Licor Negro | |
| Wartsila | 166,4 | 166,4 | 100% | PIE | Manaus - AM | Óleo Combustível | |
| Santana | 149,9 | 149,9 | 100% | SP | Santana - AP | Óleo Diesel | |
| Sen. Arnon de Mello (Floresta) | 147,8 | 147,8 | 100% | SP | Boa Vista - RR | Óleo Diesel | |
| Mauá (UTM-II) | 137,2 | 137,2 | 100% | SP | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| Igarapé | 131,0 | 131,0 | 100% | SP | Mateus Leme - MG | Óleo Ultravisco | |
| Aparecida (UTM I) | 130,5 | 130,5 | 100% | SP | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| D | 121,0 | 121,0 | 100% | PIE | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| B | 120,0 | 120,0 | 100% | PIE | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| Electron (TG) | 121,1 | 120,0 | 99% | SP | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| Celpav IV | 138,7 | 107,5 | 78% | APE | Jacarei - SP | Gás Natural | |
| Cenibra | 100,0 | 100,0 | 100% | APE | Belo Oriente - MG | Licor Negro | |
| Vale do Rosário | 93,0 | 93,0 | 100% | PIE | Morro Agudo - SP | Bagaço de Cana | |
| Bahia Sul | 92,0 | 92,0 | 100% | APE | Mucuri - BA | Licor Negro | |
| Rio Madeira | 119,4 | 83,0 | 70% | SP | Porto Velho - RO | Óleo Diesel | |
| Flores | 77,5 | 77,5 | 100% | PIE | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| Charqueadas | 72,0 | 72,0 | 100% | PIE | Charqueadas - RS | Carvão Mineral | |
| Termo Norte I | 68,0 | 68,0 | 100% | PIE | Porto Velho - RO | Óleo Combustível | |
| Açominas | 66,3 | 66,3 | 100% | APE | Congonhas - MG | Gás de Alto Forno | |
| Alegrete | 66,0 | 66,0 | 100% | PIE | Alegrete - RS | Óleo Combustível | |
| Colombo | 65,5 | 65,5 | 100% | PIE | Airranha - SP | Bagaço de Cana | |

continua

ANEXO 2 (continuação)

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)

| Usina | Potência Outorgada | Potência Fiscalizada | % Pot. Fisc./Pot. Out. | Tipo (*) | Município | Combustível | Observação |
|---------------------------------|--------------------|----------------------|------------------------|----------|------------------------------|------------------|--|
| Refinaria Duque de Caxias | 40,8 | 63,3 | 155% | APE | Duque de Caxias - RJ | Gás de Refinaria | |
| Barra Grande de Lençóis | 62,9 | 62,9 | 100% | PIE | Lençóis Paulista - SP | Bagaço de Cana | |
| Refinaria Landulpho Alves | 62,5 | 62,5 | 100% | APE | São Francisco do Conde - BA | Gás de Refinaria | |
| Refinaria de Paulínea | 60,5 | 60,5 | 100% | APE | Paulínea - SP | Gás de Refinaria | |
| Equipav | 58,4 | 58,4 | 100% | PIE | Promissão - SP | Bagaço de Cana | |
| Santa Elisa - Unidade I | 73,0 | 58,0 | 79% | PIE | Sertãozinho - SP | Bagaço de Cana | Solicitou prorrogação para adequação ao PROINFA |
| Jari Celulose | 55,0 | 55,0 | 100% | PIE | Almeirim - PA | Licor Negro | |
| Cogeração Internacional Paper A | 138,2 | 50,5 | 37% | APE | Mogi Guaçu - SP | Óleo Combustível | |
| | 50,4 | 50,4 | 100% | PIE | Manaus - AM | Óleo Diesel | |
| Termocabo | 97,0 | 48,0 | 49% | PIE | Cabo de Santo Agostinho - PE | Gás Natural | Dificuldades para assinatura de PPA e contrato de gás. Foi comunicado o cancelamento da ampliação e solicitada a revogação da autorização. |
| Jalles Machado | 50,0 | 38,0 | 76% | PIE | Goianésia - GO | Bagaço de Cana | |
| Guarani - Cruz Alta | 55,0 | 30,0 | 55% | PIE | Olimpia - SP | Bagaço de Cana | Dificuldade na captação de recursos financeiros para implantação do empreendimento. |
| Cerradinho | 79,0 | 29,0 | 37% | PIE | Catanduva - SP | Bagaço de Cana | |
| Volta Grande | 54,9 | 24,9 | 45% | PIE | Conceição das Alagoas - MG | Bagaço de Cana | |
| Figueira | 160,3 | 20,0 | 12% | SP | Figueira - PR | Carvão Mineral | Processo de licenciamento ambiental paralisado por força de liminar judicial. |
| Delta | 50,9 | 15,9 | 31% | PIE | Delta - MG | Bagaço de Cana | |
| Costa Pinto | 6300% | 936% | 15% | PIE | Piracicaba - SP | Bagaço de Cana | Foi solicitada prorrogação do cronograma. |
| Santa Terezinha (Tapejara) | 5050% | 240% | 5% | PIE | Tapejara - PR | Bagaço de Cana | |
| Total: 50 Usinas | 1.262,3 | 739,1 | 59% | | | | |

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

SP - Serviço Público

PIE - Produção Independente de Energia

APE - Autoprodução de Energia

ANEXO 3

Usinas Termelétricas do PPT em Implantação (potência > 50 MW)

| Usina | Potência | Tipo (*) | Município | Combustível | Situação | Cronograma | Observação |
|---------------------------------------|----------------|----------|------------------------------|-------------|-------------------|------------|---|
| Carrioba II | 1.111,1 | PIE | Americana - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida Licença de Instalação. Empresa penalizada por não atender às determinações da ANEEL. |
| DSG Mogi Mirim | 985,4 | PIE | Mogi Guaçu - SP | Gás Natural | Obra paralisada | Atrasado | Obtida Licença de Instalação Municipal. As obras de montagem do canteiro foram iniciadas e paralisadas por força de liminar judicial. |
| Central de Cogeração Baixada Santista | 950,0 | PIE | Cubatão - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Licença de Instalação obtida com atraso. Foi solicitada aprovação de nova configuração para o empreendimento. |
| Paracambi (Ex-Cabiúnas) | 511,2 | PIE | Paracambi - RJ | Gás Natural | Obra paralisada | Atrasado | Obras foram paralisadas para reavaliação das condições do mercado de energia. PPA com a LIGHT foi cancelado. Empresa pretende participar do leilão de energia nova. |
| Paulínia | 491,8 | PIE | Mogi Guaçu - SP | Gás Natural | Obra paralisada | Atrasado | Obtida Licença de Instalação Municipal. As obras de montagem do canteiro foram iniciadas e paralisadas por força de liminar judicial. |
| Ribeirão Moimho | 357,0 | PIE | Andradina - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida Licença de Instalação. Foi solicitada alteração do projeto da usina. |
| Vale do Açú | 347,4 | PIE | Alto do Rodrigues - RN | Gás Natural | Obra paralisada | Normal | Cronograma detalhado para retomada das obras em fase de elaboração. |
| Anhanguera | 278,3 | PIE | Limeira - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida Licença Prévia. Projeto em reavaliação de viabilidade financeira pelo PIE. Cronograma indefinido. |
| Termoalegoas | 143,2 | PIE | Messias - AL | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida Licença de Instalação. Atraso motivado pelas indefinições comerciais da energia a ser gerada pela usina. |
| Paraíba | 137,5 | PIE | João Pessoa - PB | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida Licença de Instalação. Consórcio definindo novos parceiros para viabilização do projeto, com mudança societária e de configuração. LP renovada. |
| Termosergipe (Fases I e II) | 135,0 | PIE | Carmópolis - SE | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Dispensa de Licenciamento Prévio. Não obtida Licença de Instalação. EIA/RIMA protocolados no órgão ambiental. |
| Coteminas | 99,7 | PIE | São Gonçalo do Amarante - RN | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Empreendimento em reavaliação. Empreendedor manifestou intenção de dividir o projeto em dois outros projetos. |
| Total: 12 Usinas | 5.547,6 | | | | | | |

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimento de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 4

Usinas Termelétricas Fora do PPT em Implantação (potência > 50 MW)

| Usina | Potência | Tipo (*) | Município | Combustível | Situação | Cronograma | Observação |
|------------------------------|----------------|----------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------|---|
| Sepeitiba | 1.377,0 | PIE | Itaguaí - RJ | Carvão Mineral | Obra não iniciada | Atrasado | Deliberação CECA 4191, de 20/08/02, anulou a licença para instalação prévia que havia sido emitida. |
| Santa Branca | 1.112,5 | PIE | Santa Branca - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Existência de processos judiciais impedem a emissão da licença para instalação. |
| Bariri | 675,2 | PIE | Bariri - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida licença para instalação. Empresa foi autuada. Foi solicitada revogação da autorização. |
| Cofepar | 671,8 | PIE | Araucária - PR | Óleo Ultraviscoso | Obra paralisada | Paralisado | Revogada autorização de instalação. |
| Araraquara I | 552,5 | PIE | Araraquara - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Empresa foi notificada pelo descumprimento do cronograma. Licença para instalação prévia não foi emitida. Solicitada aprovação de novo cronograma. |
| Seival | 542,0 | PIE | Candiota - RS | Carvão Mineral | Obra não iniciada | Atrasado | PPA em elaboração para obtenção da licença para instalação. Foi solicitada prorrogação do cronograma. |
| Cuiabá II | 529,2 | PIE | Cuiabá - MT | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida licença para instalação. Usina sem perspectivas para ser implantada. |
| Sul Catarinense | 440,3 | PIE | Treviso - SC | Carvão Mineral | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida LP. EIA está em análise no órgão ambiental para emissão da LP. |
| Jacuí | 350,2 | PIE | Charqueadas - RS | Carvão Mineral | Obra não iniciada | Normal | Novo cronograma de implantação. A licença para instalação foi renovada em 19/01/2004 e determina que as obras terminem até dez/2008. |
| Mato Grosso do Sul Power | 288,2 | PIE | Campo Grande - MS | Gás Natural | Obra paralisada | | |
| Central de Cogeração Capuava | 271,8 | PIE | Santo André - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Dificuldades para assinatura de PPA e contrato de gás. |
| Valparaíso | 260,8 | PIE | Valparaíso - SP | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Foi solicitada revogação da autorização. |
| Klotz Campo Grande II | 242,6 | PIE | Campo Grande - MS | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Licenciamento ambiental sendo obtido junto ao órgão ambiental. |
| Termopantanal (Ex-MPX Termo) | 241,3 | PIE | Corumbá - MS | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Não obtida a licença para instalação prévia. Obras de implantação do gasoduto encontram-se em andamento. Configuração da usina será modificada e sua potência reduzida. |
| Klotz Corumbá | 176,0 | PIE | Corumbá - MS | Gás Natural | Obra não iniciada | Atrasado | Licenciamento ambiental sendo obtido junto ao órgão ambiental. |
| Veracel | 117,0 | APE | Eunápolis - BA | Licor Negro | Montagem em andamento | Normal | |
| Pioneiros | 64,0 | APE | Sud Mennucci - SP | Bagaço de Cana | Obra paralisada | Atrasado | Dificuldades para assinatura de PPA. Usina não foi selecionada para o PROINFA. |
| Total: 17 Usinas | 7.912,3 | | | | | | |

Fonte: Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, Junho de 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(*) Legenda

PIE - Produção Independente de Energia

ANEXO 5

**Usinas Termelétricas em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição Regional da Capacidade Instalada (em MW)**

| Região | Do PPT | | | Fora do PPT | | | Total | | |
|--------------|--------------------|--------------------------|--------------|--------------------|--------------------------|--------------|--------------------|--------------------------|--------------|
| | Potência Outorgada | Participação Fiscalizada | Participação | Potência Outorgada | Participação Fiscalizada | Participação | Potência Outorgada | Participação Fiscalizada | Participação |
| N | 426,5 | 4% | 5% | 1464,2 | 17% | 18% | 1890,7 | 1776,7 | 11% |
| NE | 1993,2 | 18% | 23% | 501,9 | 6% | 6% | 2495,1 | 2249,4 | 14% |
| SE-CO | 6833,2 | 62% | 55% | 5132,6 | 59% | 59% | 11965,8 | 9014,3 | 57% |
| S | 1762,3 | 16% | 18% | 1651,8 | 19% | 18% | 3414,1 | 2822,8 | 18% |
| Total | 11015,2 | 100% | 100% | 8750,5 | 100% | 100% | 19765,7 | 15863,2 | 100% |

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 6

Usinas Termelétricas do PPT em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição da Capacidade Instalada Por Tipo de Combustível (em MW)

| Região | Gás Natural | Nuclear | Óleo Combustível | Carvão Mineral | Gás Siderúrgico | Licor Negro | Diesel | Óleo Ultraviscozo | Bagaço de Cana | Gás de Alto Forno | Gás de Refinaria | Gás de Processo | Total |
|--------------|------------------|---------|------------------|----------------|-----------------|-------------|--------|-------------------|----------------|-------------------|------------------|-----------------|---------|
| N | Pot. Outorgada | 426,5 | | | | | | | | | | | 426,5 |
| | Pot. Fiscalizada | 350,0 | | | | | | | | | | | 350,0 |
| NE | Pot. Outorgada | 1633,2 | | | | | 360,0 | | | | | | 1993,2 |
| | Pot. Fiscalizada | 1436,5 | | | | | 360,0 | | | | | | 1796,5 |
| SE-CO | Pot. Outorgada | 6833,2 | | | | | | | | | | | 6833,2 |
| | Pot. Fiscalizada | 4218,1 | | | | | | | | | | | 4218,1 |
| S | Pot. Outorgada | 1687,9 | | | | | | | | | | 74,4 | 1762,3 |
| | Pot. Fiscalizada | 1285,0 | | | | | | | | | | 74,4 | 1359,4 |
| Total | Pot. Outorgada | 10580,8 | | | | | 360,0 | | | | | 74,4 | 11015,2 |
| | Pot. Fiscalizada | 7289,6 | | | | | 360,0 | | | | | 74,4 | 7724,0 |

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 7

**Usinas Termelétricas Fora do PPT em Operação (potência > 50 MW)
Distribuição da Capacidade Instalada Por Tipo de Combustível (em MW)**

| Região | Gás Natural | Nuclear | Óleo Combustível | Carvão Mineral | Gás Siderúrgico | Licor Negro | Diesel | Óleo Ultraviscozo | Bagaço de Cana | Gás de Alto Forno | Gás de Refinaria | Gás de Processo | Total |
|--------------|------------------|---------|------------------|----------------|-----------------|-------------|--------|-------------------|----------------|-------------------|------------------|-----------------|--------|
| N | | | 234,4 | | | 55,0 | 1174,8 | | | | | | 1464,2 |
| | Pot. Outorgada | | | | | | | | | | | | |
| | Pot. Fiscalizada | | 234,4 | | | 55,0 | 1137,3 | | | | | | 1426,7 |
| NE | | | | | | 92,0 | | | | | 62,5 | | 501,9 |
| | Pot. Outorgada | 347,4 | | | | | | | | | | | |
| | Pot. Fiscalizada | 298,4 | | | | 92,0 | | | | | 62,5 | | 452,9 |
| SE-CO | | | | | | 331,9 | | 131,0 | 705,6 | 66,3 | 101,3 | | 5132,6 |
| | Pot. Outorgada | 903,1 | | | | | | | | | | | |
| | Pot. Fiscalizada | 871,9 | | | | 310,4 | | 131,0 | 485,0 | 66,3 | 123,8 | | 4796,2 |
| S | | | | | | | | | 50,5 | | | | 1651,8 |
| | Pot. Outorgada | | | | | | | | | | | | |
| | Pot. Fiscalizada | | | | | | | | 2,4 | | | | 1463,4 |
| Total | | | | | | | | | | | | | |
| | Pot. Outorgada | 1250,5 | 908,6 | 1535,3 | 278,2 | 478,9 | 1174,8 | 131,0 | 756,1 | 66,3 | 163,8 | | 8750,5 |
| | Pot. Fiscalizada | 1170,3 | 823,0 | 1395,0 | 278,2 | 457,4 | 1137,3 | 131,0 | 487,4 | 66,3 | 186,3 | | 8139,2 |

Fonte: Elaboração própria com informações do Relatório de acompanhamento de obras de empreendimentos de geração elétrica, ANEEL, Junho de 2005.

ANEXO 8

| Usinas Termelétricas do Programa Emergencial Com Contrato Vigente | | | |
|---|--------------|--------|----------------|
| Potência em MW | | | |
| Usina | Potência | Estado | Combustível |
| Rio Largo Brasympe | 177,1 | AL | Óleo Diesel |
| Petrolina | 128,0 | PE | Óleo Diesel |
| Jardim Basympe | 60,0 | SE | Óleo Diesel |
| Xavantes Aruanã | 53,6 | GO | Óleo Diesel |
| Potiguar - TEP | 48,0 | RN | Óleo Diesel |
| Termocabo | 48,0 | PE | Óleo Diesel |
| Itaenga | 47,0 | PE | Bagaço de Cana |
| Daia | 44,3 | GO | Óleo Diesel |
| Carapina Brasympe | 43,5 | ES | Óleo Diesel |
| Ponta de Ubu Brasympe | 42,6 | ES | Óleo Diesel |
| Tubarão Brasympe | 42,6 | ES | Óleo Diesel |
| Bahia I - Camaçari | 31,8 | BA | Óleo Diesel |
| Cocal | 28,2 | SP | Bagaço de Cana |
| Civit Brasympe | 21,8 | ES | Óleo Diesel |
| Distrito Industrial I | 19,0 | CE | Óleo Diesel |
| Distrito Industrial II | 19,0 | CE | Óleo Diesel |
| Maranguape | 16,0 | CE | Óleo Diesel |
| Enguia Pecém | 14,8 | CE | Óleo Diesel |
| Cagece | 14,4 | CE | Óleo Diesel |
| Aquiraz | 13,0 | CE | Óleo Diesel |
| Jaboti | 12,8 | CE | Óleo Diesel |
| Paraipaba | 12,8 | CE | Óleo Diesel |
| Coluna | 9,0 | CE | Óleo Diesel |
| Pacajus | 9,0 | CE | Óleo Diesel |
| Cabo | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Ipojuca | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Porto | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Prazeres | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Rio Formoso | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Suaape | 4,9 | PE | Óleo Diesel |
| Total: 30 Usinas | 985,8 | | |

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica

Confederação Nacional da Indústria - CNI

Diretoria Executiva - DIREX

Diretor Executivo: José Augusto Coelho Fernandes

Diretoria de Operações – DIOP

Diretor: Marco Antonio Reis Guarita

Unidade de Competitividade Industrial - COMPI

Coordenador: Maurício Otávio Mendonça Jorge

Unidade de Pesquisa, Avaliação e Desenvolvimento - PAD

Coordenador: Renato da Fonseca

Superintendência Corporativa – SUCORP

Unidade de Comunicação Social – UNICOM

Projeto Gráfico e Editoração: Sueli Santos

Superintendência de Serviços Compartilhados – SSC

Área Compartilhada de Informação e Documentação – ACIND

Normalização: Fernando Ouriques de Vasconcelos Junior