

## **CAPÍTULO V Diversificação da Matriz Elétrica Brasileira**

A geração média anual de energia elétrica no Brasil é da ordem de 50 GW médios, atendido em mais de 80% através de usinas hidroelétricas. O custo marginal da expansão do sistema de geração do país por intermédio de uma única fonte não se mostra competitivo o suficiente para que se insista neste modelo. As situações de escassez e de abundância de energia alternam-se, conforme os períodos chuvosos sejam generosos ou não, para manter cheios os reservatórios das usinas hidroelétricas, pelo menos o suficiente para superar a estação seca.

Apesar do enorme potencial hidráulico ainda por ser explorado, ele se situa em grande parte na região amazônica, onde as quedas de água mais importantes ficam cada vez mais afastadas dos grandes centros de consumo, apresentando como característica básica volumes caudalosos com desníveis pequenos. Para garantirem um fator de capacidade elevado, grandes áreas deveriam ser alagadas, o que é um fator limitante sério para obtenção da licença de instalação, segundo os critérios atuais relacionados ao meio ambiente.

A expansão do sistema de geração de energia elétrica com fontes diversificadas acarreta uma robustez a todo o sistema com riscos de interrupção de fornecimento aceitáveis a um custo mínimo, o qual apenas a fonte hidráulica não seria capaz de conseguir.

A capacidade termelétrica a gás natural instalada no Brasil soma atualmente 8.340 MW, o que corresponderia a um consumo potencial de 42,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia, já que várias dessas usinas termelétricas são de ciclo aberto, sem recuperação do calor residual das turbinas, que poderiam gerar vapor e potência em um ciclo Rankine combinado.

Em 2008, a capacidade alcançará 10.038 MW ou 51,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás equivalente, com a entrada em operação das UTE's Açú e Cubatão, além da substituição do óleo diesel pelo gás natural por parte do parque termelétrico da Região Norte. Este volume de gás para operação a plena carga de todas as térmicas simultaneamente já seria maior do que a disponibilidade atual de gás no país [MME, 2007].

Neste contexto, as fontes alternativas de geração de energia elétrica, mesmo que exploradas em nichos muito favoráveis para sua produção, podem vir a participar com frações importantes da matriz.

Os custos de geração com fontes eólica, biomassa, rejeitos da cana-de-açúcar em particular, e PCH podem ficar tão competitivos no curto prazo quanto o são as fontes tradicionais até agora exploradas, hidráulica, gás natural, carvão e nuclear.

Uma participação mais equilibrada de todas essas fontes poderia ser uma aposta ganhadora de onde produziremos futuramente a potência necessária para o crescimento social e econômico do país. Os principais fatores condicionantes para decidir qual delas seria mais viável no Brasil estão sugeridos na tabela V-1 [autor, baseado nas informações colhidas nesta tese].

Tabela V-1 – Fatores condicionantes para a viabilização de fonte primária para geração de energia elétrica no Brasil

	Hídrica	Nuclear	Gás Natural	Eólica	PCH	Biomassa
Potencial de geração	Alto	Médio	Médio	Alto	Baixa	Médio
<b>Capacidade Instalada</b>						
Possível:	260 <sup>18</sup> GW	30 <sup>19</sup> GW	20 GW	143 GW	12.5 <sup>20</sup> GW	50 GW
Provável:	150 GW	8 GW	15 GW	20 GW	8 GW	25 GW
Provado: com autorizações na ANEEL	80 GW	3 GW	10 GW	6 GW	6 GW	2 GW
Disponibilidade do combustível	Alta	Média	Média	Alta	Média	Média
Custo do combustível	Zero	Médio	Alto	Zero	Zero	Baixo
Investimento Inicial da Usina	Médio	Alto	Baixo	Alto	Médio	Baixo
Fator de capacidade da Usina	Alto/Médio 90-40%	Alto 85-80%	Médio 50-30%	Baixo < 40%	Médio 50-60%	Médio 60%
Interferência com meio-ambiente	Alta/Média	Alta/Baixa	Alta	Baixa	Baixa	Média

<sup>18</sup> 43% (112 MW) na Amazônia. Fonte: EPE

<sup>19</sup> Se considerarmos reatores nucleares típicos, dos quais podemos retirar 40 GW-dia por tonelada de combustível, nossas reservas estimadas em 309 mil t de minério de urânio poderiam gerar em torno de 11 bilhões de GWh, o que corresponde, aproximadamente, à geração contínua de 27 GW durante 50 anos. Fonte: INB

<sup>20</sup> Fonte: EPE

Finalmente, soluções de geração de energia junto ao consumidor final, geralmente acompanhada de um ganho em eficiência na utilização do combustível, poderão tornar o mercado muito mais competitivo e justo do que hoje conhecemos.

## V.1 NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro comercializa energia elétrica de duas formas: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sob a forma de leilões, e Ambiente de Contratação Livre (ACL), pela qual a comercialização entre os agentes será negociada de forma livre e regida por contratos bilaterais de compra e venda de energia.

As distribuidoras de energia elétrica só podem efetivar contratação no ambiente regulado, sob o regime jurídico de serviço público. No ambiente livre os contratos são livremente negociados entre outros agentes, que não as distribuidoras, e consumidores, chamados de livres. Neste caso, a geração de energia pode ser efetuada por produtor independente ou auto-produtor de energia e o regime de contratação segue as normas jurídicas de uma atividade econômica comum.

O processo de transição para o novo modelo iniciou-se em dezembro de 2004, com a realização do primeiro leilão de energia gerada em usinas existentes (energia velha), seguido de três seguintes, todos realizados em 2005.

Esses leilões foram realizados em um contexto de excesso de oferta, não só pela recuperação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, devido ao fim, em 2002, de um período de 5 anos com pouca afluência de chuvas, como também pela forte retração de demanda, em decorrência do racionamento, causado pela crise energética de 2001. Outro fator importante diz respeito à finalização dos contratos vigentes entre geradores e distribuidoras, conforme previa a Lei 9.648/1998, onde, a cada ano, começando em 1º/1/2003 e terminando em 1º/1/2006, 25% dos montantes totais de energia seriam descontratados.

Dessa maneira, os leilões caracterizaram-se por baixos preços, muito aquém das estimativas de custo de expansão do sistema elétrico nacional. A tabela V-2 mostra um resumo dos montantes de energia negociados com prazos e preços médios finais:

Tabela V-2 – Resultados dos leilões de energia velha no novo modelo do setor elétrico

Leilão	Data	Energia negociada (MW médios)	Período	Duração do contrato	Preço médio final (R\$/MWh)
1º	12/2004	17.008		8 anos	
		9.054	2005/2012		57,51
		6.782	2006/2013		67,33
		1.172	2007/2014		75,46
2º	04/2005	1.325	2008-2015	8 anos	83,13
3º	10/2005	102	2006-2008	3 anos	62,95
4º		1.166	2009-2016	8 anos	94,91

Os leilões para energia nova poderiam, em princípio, sinalizar melhor o custo de expansão do sistema elétrico, já que tiveram uma estruturação diferente, com ofertas em quantidade de energia, com base hídrica, e disponibilidade, com base térmica.

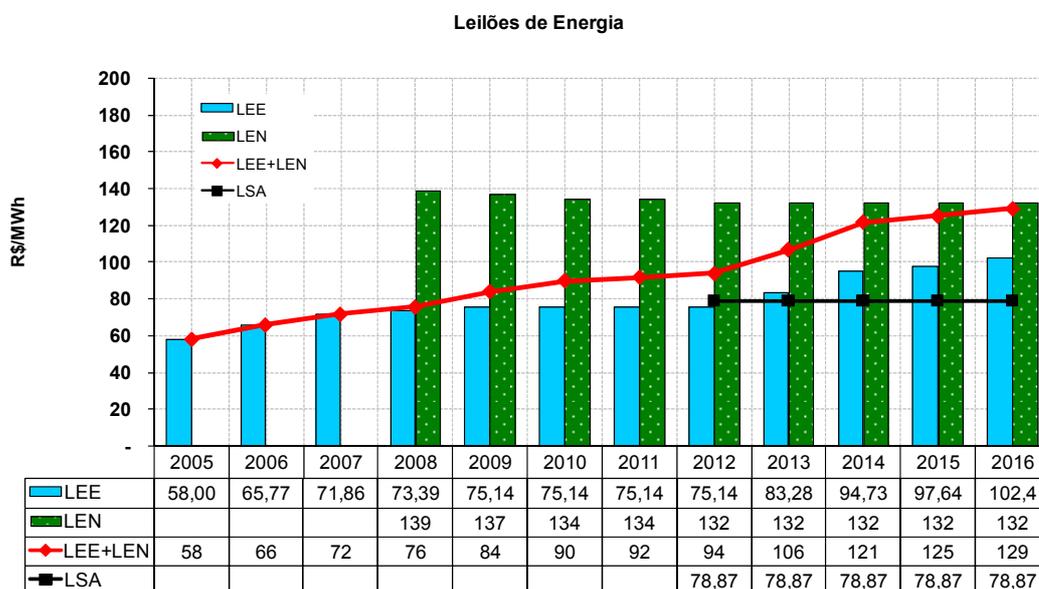
No entanto, a venda de energia nesses leilões está sujeita à arbitragem, da qual o gerador térmico tem se aproveitado, que é o de honrar seus contratos com as distribuidoras sem gerar um kWh de energia. Eles são chamados a despachar apenas quando o preço da energia no mercado livre fica acima do contratado.

Essa possibilidade mascara o custo real de geração não hídrico, pois ela fica subordinada de alguma forma com a geração hidráulica. Em anos com grande afluência hídrica, as usinas térmicas contratadas lucram muito mais do que em períodos secos, pois recebem a diferença entre o preço de venda contratado e o valor da energia elétrica no mercado livre.

Essa situação tenderá a mudar na medida em que a participação da fonte hídrica no atendimento da demanda elétrica do país for sendo diluída pelas outras fontes. De qualquer forma, já se percebe pelo gráfico da figura V-1, uma tendência de alta de preço no valor médio da energia elétrica vendida em todos os leilões nos anos vindouros, passando de R\$ 58/MWh em 2005 para R\$ 129/MWh em 2016.

O preço vencedor do leilão da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio no Rio Madeira – LSA na figura V-1, também espelha essa expectativa, já que apenas 70% da energia firme gerada foram previamente contratadas. Os outros 30% serão negociados pelo empreendedor no mercado livre, em conjunto com toda a energia eventualmente gerada antes de 2012, ano previsto para início de operação da usina, assim como aquela excedente à garantia firme. Em função

dessa flexibilidade, o mercado projeta um valor médio de mais de R\$ 140/MWh para a energia gerada nesta usina [ABRAGET, 2008].



Nota: LEE – existente, LEN – nova, LSA – Santo Antônio Rio Madeira

Figura V-1 – Resumo dos resultados dos leilões de energia elétrica

## V.2 PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA - PROINFA

O PROINFA tem por objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, aplicando novas tecnologias e aumentando a participação delas na energia elétrica produzida dentro do Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN [Eletrobrás, 2004].

O Programa pretende implantar 3.300 MW, dividida entre usinas eólicas, pequenas centrais hidroelétricas – PCH – e usinas que aproveitam resíduos de biomassa, principalmente bagaço de cana-de-açúcar. O início de funcionamento das usinas está previsto para até 30 de dezembro de 2008, sendo assegurada, pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, a compra de toda a energia a ser produzida, por um período de 20 anos. Os principais tópicos das leis e portarias associadas ao PROINFA são mostrados na tabela V-3.

Quando da efetiva habilitação dos empreendimentos houve muitas desistências de projetos de usinas a partir de biomassa e PCH, pelos preços de venda de energia elétrica dessas fontes serem considerados insuficientes,

motivo das usinas eólicas apresentarem uma predominância sobre as demais, conforme pode ser verificado na tabela V-4. A figura V-2 mostra a distribuição das contratações por fonte e por região do País, indicando claramente os potenciais regionais da energia eólica no Nordeste, de PCH, na região Centro Oeste e de biomassa, a partir de bagaço de cana, na região Sudeste, principalmente São Paulo.

Tabela V-3 - Principais tópicos do PROINFA

INCENTIVO / OBRIGAÇÃO	VALOR – R\$/MWh	OBSERVAÇÃO
Garantia de Compra de Energia – 1ª Etapa – 3.300 MW até 2008.	<b>PCH</b> <b>117,02</b>	Portaria MME nº 45 de 30 de março de 2004, que prevê reajuste anual das tarifas pelo IGPM. Aquisição pela Eletrobrás por 20 anos.
	<b>Eólica</b> <b>180,18 a 204,35</b>	
	<b>Biomassa</b>	
	<i>Bagaço de cana</i> <b>93,97</b>	
	<i>Casca de arroz</i> <b>103,20</b>	
	<i>Resíduo de madeira</i> <b>101,35</b>	
	<i>Biogás de aterro</i> <b>169,08</b>	
Empreendedores PIA – sem vínculo com setor elétrico PIE – participação > 10% em concessionária elétrica	Mercado dividido meio a meio entre empresas PIA e PIE para a fonte eólica.	PIA – Produtor Independente Autônomo PIE – Produtor Independente de Energia
Acesso à rede	Redução de 50% sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição	Usinas de até 30 MW
Financiamento	Linhas de financiamento para até 80% do valor do projeto	TJLP (6,25% atual) + 2,5% prazo – 12 anos, pelo BNDES
Índice de Nacionalização do Projeto	60% do valor do projeto devem ter origem no Brasil	Inclui equipamentos e serviços

Tabela V-4 – Contratações do PROINFA

Fontes	No. Proj.	MW	GWh/ano	FC médio	Custo E.E. (R\$ x 10 <sup>6</sup> )	Invest. (R\$ x 10 <sup>9</sup> )*	R\$/kW inst.
PCH	63	1.191	6.541	63%	801	3,60	3.020
Eólica	54	1.423	3.720	30%	786	5,53	3.890
Biomassa	27	685	2.276	38%	229	1,01	1.470
Total	144	3.299	12.537		1.816	10,14	

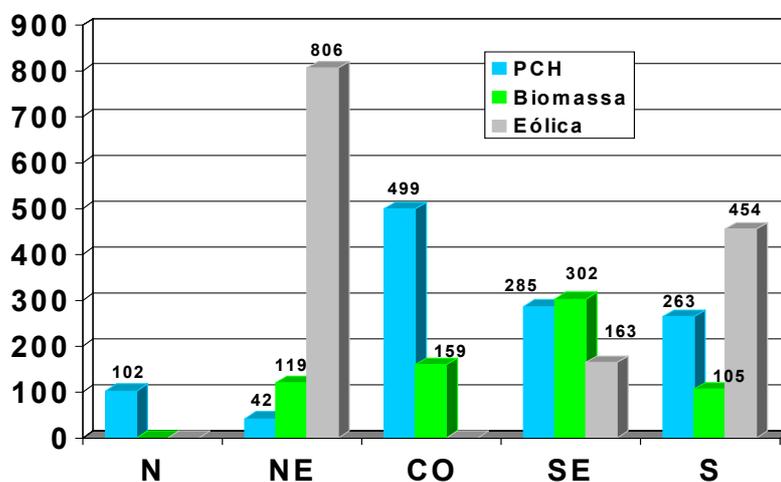


Figura V-2 – PROINFA - potência contratada por região – MW

### V.3 ESTIMATIVA DO AUMENTO DA DEMANDA ELÉTRICA

O aumento do consumo de energia elétrica é extremamente dependente do crescimento econômico do País. Devido à demanda reprimida, o crescimento do consumo elétrico tem crescido a taxas superiores com relação ao crescimento do PIB, Supondo uma taxa de crescimento médio variando de 2 a 4% nos próximos 25 anos, a demanda elétrica média pode ficar entre 79,6 a 129,3 GW em 2030.

Uma possível distribuição da geração elétrica por tipo de fonte em 2030 é mostrada na tabela V-5, para três cenários de crescimento ao ano: 2%, 4 % e de acordo com a previsão do EPE no relatório Plano Nacional de Energia – 2030, publicado em 2006, equivalente a 3,16% a.a.

Tabela V-5 – Geração elétrica no Brasil em 2030 x 2005 - GW médios

	2030 (4% a.a.)	2030 (EPE)	2030 (2% a.a.)	2005
Hidráulica	70	64,3	53	40
PCH	5	4	3	
Térmica GN	16	12	8	2
Eólica	7,5	3,3	3	
Biomassa	10	6	3,6	1
Cogeração / Autoprodução	8,3	4	4	2,5
Nuclear	8	4	2,5	1,5
Carvão	4	8	2,5	1,5
Solar	0,5	0		
<b>TOTAL</b>	<b>129,3</b>	<b>105,6</b>	<b>79,6</b>	<b>48,5</b>

O Sistema Elétrico Interligado Brasileiro provê grande flexibilidade e aumenta substancialmente a grau de confiabilidade de atendimento das cargas, conforme pode ser observado na figura V-3.

Por outro lado, devido às distâncias continentais do País, as perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica equivalem a valores da ordem de grandeza da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipú, 78% na média de 2001 a 2006 (vide tabela V-6).

Ou seja, o equivalente a mais de  $\frac{3}{4}$  da geração de energia elétrica da usina de Itaipu é perdido anualmente pelo sistema elétrico brasileiro [ONS, 2008 e MME, 2007].

Esses valores não são desprezíveis e corroboram firmemente para a proposição de que a expansão futura do sistema de geração deveria ser priorizada mais perto das cargas consumidoras. Contudo, esta estratégia não

tem sido perseguida e a expansão do sistema baseia-se no aproveitamento dos recursos hídricos ainda mais longínquos dos já explorados, como as usinas do Rio Madeira e Belo Monte, no rio Xingu, na Amazônia.



PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0510824/CA

Figura V-3 – Sistema elétrico interligado brasileiro

Tabela V-6 – Perdas no sistema elétrico brasileiro – TWh

	2006	2005	2004	2003	2002	2001	média
<b>Oferta total</b>	460,5	442,1	424,8	401,5	382,2	366,4	412,9
<b>Consumo final</b>	390	375,2	359,6	342,2	324,4	309,7	350,2
<b>Perdas</b>	70,5	66,9	65,3	59,3	57,8	56,7	62,7
<b>Perdas - %</b>	15,3%	15,1%	15,4%	14,8%	15,1%	15,5%	15,5%
<b>Geração Itaipú</b>	85,6	81,7	83,8	83,0	76,9	72,7	80,6
<b>Perdas/Itaipú</b>	82%	82%	78%	71%	75%	78%	78%

Dentro deste contexto, a título de exercício, serão feitas a seguir análises mais detalhadas das alternativas consideradas neste trabalho para geração de energia no País.

#### V.4 GERAÇÃO ELÉTRICA POR FONTE EÓLICA NO NORDESTE DO BRASIL

A geração de energia elétrica por fonte eólica para o Nordeste pode tornar-se competitiva muito em breve, como tentaremos demonstrar com os dados coletados sobre o sistema elétrico.

O potencial eólico estimado, agora considerando áreas “off-shore”, para o Brasil permite fazer um cálculo hipotético da área necessária para gerar, com aerogeradores, aproximadamente 100% da produção bruta atual de energia elétrica no País, da ordem de 440 TWh por ano, incluindo a parcela importada da produção da usina hidroelétrica de Itaipu, conforme calculado na tabela V-7.

Tabela V-7 – Área necessária para gerar 100% da energia elétrica no Brasil com usinas eólicas

Capacidade Instalada	150 GW
Capacidade da Turbina <sup>21</sup>	2 MW
Número de turbinas	75.000
Produção de Energia anual (FC <sup>22</sup> = 33,5%)	440 TWh
Densidade de potência <sup>23</sup>	8,33 MW/km <sup>2</sup>
Máquinas por km <sup>2</sup>	4,17
Área ocupada	18.000 km <sup>2</sup>
Retângulo hipotético	140 x 130 km
Área efetivamente utilizada – 1% área ocupada	180 km <sup>2</sup>

A comparação com outras fontes renováveis de energia traz uma boa idéia sobre o potencial de geração de cada uma delas (vide figura V-4):

**Soja** – da área total plantada de 210.000 km<sup>2</sup>, o excedente da produção de óleo e grãos atualmente exportados poderia produzir 6.800 m<sup>3</sup> por ano de biodiesel, suficiente para atender a 17% da demanda de óleo diesel mineral do País (40.000 m<sup>3</sup>/ano);

**Cana-de-açúcar** – da área total plantada de 55.000 km<sup>2</sup>, 55% é dirigida para a produção de 17.000 m<sup>3</sup> por ano de etanol combustível, que reduz em 40% a demanda brasileira por gasolina (17.700m<sup>3</sup>/ano) e ainda supre o mercado externo com 3.500 m<sup>3</sup>. A partir do melhor aproveitamento da fibra gerada no processo de colheita e processamento da cana (bagaço e parte da palha),

<sup>21</sup> Diâmetro do rotor do aerogerador de 80m

<sup>22</sup> Fator de carga

<sup>23</sup> Supondo um arranjo padrão de aerogeradores para um parque típico de 120 MW, com 6 fileiras de máquinas e espaçamento entre elas de 10 diâmetros de rotor na direção preferencial dos ventos e 5 diâmetros, na transversal

poderia ainda exportar 60 TWh de energia elétrica, o equivalente a aproximadamente 14% da geração anual do País (incluindo a parcela importada da Usina de Itaipu);

**Solar fotovoltaica**<sup>24</sup> – uma área de aproximadamente 2.400 km<sup>2</sup> também seria suficiente para gerar quantidade equivalente a 100% da geração de energia elétrica atual do País.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0510824/CA



Figura V-4 – Comparação de áreas necessárias para aproveitamento de fontes renováveis de energia no Brasil

<sup>24</sup> Radiação média = 5kWh/m<sup>2</sup>/dia. Eficiência conversão = 15%. Perdas no sistema (arranjo painéis, envelhecimento células, conversão CC para CA) = 30%

As tabelas a seguir mostram as cargas médias, importações líquidas e geração termoelétrica a gás natural e a óleo diesel no Nordeste do País nos últimos cinco anos [ONS, 2008].

Tabela V-8 – Cargas elétricas do nordeste – MW médio

	2007	2006	2005	2004	2003	média
Jan	7450,52	6932,5	6701,0	5975,1	6152,4	6642,3
Fev	7091,31	7020,9	6666,2	5939,7	5970,1	6537,6
Mar	7166,91	6983,9	6774,1	6199,6	5833,3	6591,6
Abr	7129,98	6718,2	6731,6	6209,8	5988,0	6555,5
Mai	7055,29	6643,1	6551,3	6168,9	5919,6	6467,6
Jun	6953,42	6526,4	6391,4	6000,6	5734,5	6321,3
Jul	7028,23	6543,7	6409,1	6037,8	5783,5	6360,5
Ago	7056,66	6829,5	6571,5	6222,6	5922,7	6520,6
Set	7249,32	7022,0	6797,4	6442,2	6153,4	6732,9
Out	7550,43	7207,6	6893,2	6599,1	6332,6	6916,6
Nov	7707,18	7248,2	6968,1	6704,4	6312,7	6988,1
Dez	7507,76	7287,2	6884,6	6734,8	6388,4	6960,6
Média	7245,6	6913,6	6695,0	6269,6	6040,9	6632,9

Tabela V-9 – Importação de energia pelo nordeste - MW médio

	2007	2006	2005	2004	2003	média
Jan	-145,93	872,5	1044,1	1536,9	877,0	836,9
Fev	-48,2	878,8	973,5	545,5	955,1	660,9
Mar	-149,3	1271,8	156,2	1499,7	933,4	742,4
Abr	910,6	533,4	152,4	474,6	938,3	601,9
Mai	1009,1	241,0	409,3	481,1	1082,8	644,7
Jun	427,7	509,8	649,8	1127,5	1454	833,8
Jul	-82,7	2,1	568,3	961,5	1449,3	579,7
Ago	1272,4	46,0	532,9	539,1	1602,8	798,6
Set	-91,4	425,4	487,1	222,3	1599,5	528,6
Out	-68,2	2,1	385,7	319,9	1242,9	376,5
Nov	291,3	-125,7	470,3	367,7	1408,4	482,4
Dez	1060,1	-216,7	588,6	899,8	1573,3	781,0
Média	365,5	370,0	534,9	748,0	1259,7	655,6

Tabela V-10 – Geração termelétrica no nordeste - MW médio

	2007	2006	2005	2004	2003	média
Jan	21,0	173,5	403,2	1165,4	81,7	369,0
Fev	27,5	152,3	388,0	261,9	117,1	189,4
Mar	23,9	158,2	431,2	292,1	60,5	193,2
Abr	29,5	206,6	269,6	351,5	97,7	191,0
Mai	23,1	191,9	277,0	365,4	63,8	184,2
Jun	24,1	165,3	258,4	392,9	96,1	187,4
Jul	102,2	183,1	218,6	287,7	146,6	187,6
Ago	117,0	72,9	281,3	262,7	78,9	162,6
Set	183,7	100,3	247,9	354,9	63,7	190,1
Out	155,6	78,9	276,2	401,2	125,1	207,4
Nov	182,4	12,6	268,3	386,8	127,6	195,5
Dez	484,4	10,0	193,1	294,3	390,2	274,4
Média	114,5	125,5	292,7	401,4	120,8	211,0

A instalação de 3300 MW em parques eólicos na região diminuiria substancialmente a circulação de blocos de energia pelas linhas de transmissão que interligam o sistema do Nordeste aos sistemas das regiões Norte e Sudeste e, conseqüentemente, as perdas inerentes.

A tabela V-11 estima esses valores baseada em uma geração eólica típica para o Nordeste e supondo que a geração térmica pode ser reduzida ou até mesmo, interrompida, quando há exportação de energia elétrica da região. A redução com as demandas médias dos últimos cinco anos fica evidente.

De importador de energia elétrica de 656 MW médios anuais, a região passaria a condição de exportador de energia – 382 MW médios na simulação efetuada, sendo que o período em que há mais sobra de energia é exatamente o de seca da região Sudeste, com menor afluência de água para os reservatórios das hidroelétricas (baseado nos valores médios das tabelas anteriores).

Tabela V-11 – Simulação da penetração de 3300 MW instalados de energia eólica no nordeste – MW médio

	Impor- tação	Geração Térmica	Geração Eólica	Exp/Imp	Exp/Imp Mínima
Jan	836,9	369,0	1058,0	571,5	382,1
Fev	660,9	189,4	1232,4	119,6	0
Mar	742,4	193,2	862,0	281,4	90,4
Abr	601,9	191,0	883,3	74,8	0
Mai	644,7	184,2	719,5	-187,9	-187,9
Jun	833,8	187,4	645,9	354,7	167,1
Jul	579,7	187,6	934,4	499,5	336,9
Ago	798,6	162,6	1298,1	820,0	629,9
Set	528,6	190,1	1348,6	1289,0	1081,6
Out	376,5	207,4	1665,5	1058,3	862,8
Nov	482,4	195,5	1540,7	852,6	578,2
Dez	781,0	274,4	1633,6		358,3
Média	655,6	211,0	1151,8	571,5	382,1

#### V.4.1 Análise Econômica de Usinas Eólicas

O custo de geração de energia elétrica de uma usina eólica está intimamente relacionado ao preço do investimento inicial da central, assim como ao potencial eólico do lugar onde ela está localizada. Usinas serão mais competitivas se instaladas em locais onde os ventos sopram com mais força e mais freqüência, desde que os custos de instalação sejam similares.

Atualmente, o custo de instalação de uma usina eólica na Europa está em torno de € 1.450 / kW, sendo que, aproximadamente, 70% dos custos dizem respeito aos aerogeradores e 30%, à infra-estrutura. A uma taxa cambial de €

1,00 variando entre R\$ 2,50 e R\$ 2,80, vigente em 2007, o preço de instalação por kW dos aerogeradores estaria na faixa de R\$ 3.600 a R\$ 4.000 [EWEC, 2006].

No Brasil, após a promulgação dos valores a serem pagos para os empreendimentos sob o contrato do PROINFA, os valores iniciais para a instalação das usinas eólicas subiram vertiginosamente, atingindo valores da ordem de R\$ 4.200/ kW. Conjugada à construção da linha de transmissão para conectá-las a subestações elétricas com porte suficiente para despacho de energia, responsabilidade do empreendedor da usina, conforme o contrato assinado com a Eletrobrás, os investimentos iniciais ficam na faixa de R\$ 4.400 a R\$ 5.000/ kW, ou seja, de 10 a 40% superiores aos praticados na Europa.

Os custos de O&M dizem respeito, principalmente, a manutenção dos equipamentos. No Brasil já existe a possibilidade de se estabelecer contratos com o fabricante da máquina com custo fixo por MW instalado, de até 12 anos de operação, quando seria feita uma reavaliação dos equipamentos. O custo anual para aluguel de área no Brasil para instalação das centrais tem sido da ordem de 1,5% a 2% do faturamento com a venda de energia elétrica. Outros custos operacionais a serem considerados dizem respeito à pessoal e seguros. Dependendo do fator de carga da central, estes itens representam em torno de 15% do faturamento bruto.

A tabela V-12 mostra os resultados econômicos para uma central de 30 MW, incluindo estimativas da emissão de carbono evitada, para um valor de venda da energia igual ao vigente sob o contrato do PROINFA.

Tabela V-12 - Retorno do investimento para usinas eólicas do PROINFA

Investimento	R\$4.400,00	kW instalado	
Vida Útil	20	anos	
Custo Operacional	15,00%	faturamento	
Preço do MWh	220,00		
Capacidade Instalada	30	MW	
Fator de Carga	36%		
E.E. gerada	94.608	MWh	
<b>Emissão de Carbono evitada</b>		<b>14.475</b>	<b>tC/ano</b>
Fator de Emissão de C para Gás Natural		15,3	tC/TJ
fonte:IPCC			
Eficiência Elétrica Usina Térmica a GN		36%	
<b>TIR</b>	<b>12,02%</b>		
<b>VPL</b>	<b>R\$131.362</b>	tx. Desconto	12%

Contudo, caso o custo de instalação estivesse no nível praticado na Europa – tabela V-13, em áreas muito propícias à implantação dos parques, o

custo de geração já se aproximaria ao custo marginal de expansão do sistema elétrico.

Tabela V-13 - Custo da energia para investimento segundo padrões europeus

Investimento	R\$3.600,00	kW instalado	
Vida Útil		20 anos	
Custo Operacional	15,00%	faturamento	
Preço do MWh	162,00		
Capacidade Instalada		30 MW	
Fator de Carga	40%		
E.E. gerada	105.120	MWh	
<b>Emissão de Carbono evitada</b>		<b>16.083 tC/ano</b>	
Fator de Emissão de C para Gás Natural		15,3 tC/TJ	fonte:IPCC
Eficiência Elétrica Usina Térmica a GN		36%	
<b>TIR</b>	<b>12,02%</b>		
<b>VPL</b>	<b>R\$107.478</b>	tx. Desconto	12%

A tabela V-14 indica como o custo de geração de energia elétrica por fonte eólica é tão fortemente dependente do investimento inicial quanto da frequência e intensidade dos ventos – traduzido pelo nº de horas no ano em que o parque geraria sua capacidade total.

Tabela V-14 - Influência dos ventos e investimentos no custo de geração de energia - R\$/MWh

R\$/kW	3.600	4.000	4.400
nº horas			
3.150/ano (FC=36%)	180	199	220
3.500/ano (FC=40%)	163	180	199
3.850/ano (FC=44%)	148	163	180

Nota: supondo retorno de 12% sobre o investimento

Da mesma forma, a conexão da usina à rede elétrica pode representar uma parcela muito grande do custo total de infra-estrutura do empreendimento e deve ser cuidadosamente analisada, particularmente no Brasil, onde as redes elétricas de transmissão/ distribuição muitas vezes não têm capacidade para absorver a carga gerada pelas usinas.

O PROINFA pretendia instalar 3.300 MW, dividida entre usinas eólicas, pequenas centrais hidroelétricas – PCH – e usinas que aproveitam resíduos de biomassa, principalmente bagaço de cana-de-açúcar.

O início de funcionamento das usinas está previsto para até 30 de dezembro de 2008, sendo assegurada, pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, a compra de toda a energia a ser produzida, por uma tarifa incentivada e por um período de 20 anos.

As usinas eólicas em particular não estão sendo, em sua grande maioria, construídas, apesar de serem exatamente elas as que desfrutavam das mais altas tarifas proporcionadas pelo programa (vide tabela V-3). Dos 1.400 MW inicialmente contratados, apenas 243 MW estão operando.

Por outro lado, licenças concedidas para a instalação de parques eólicos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – brasileira ultrapassam os 8.500 MW, sendo que deste total 6.100 MW situam-se exatamente na região nordeste, conforme pode observado na figura V-5 [ANEEL, 2006].

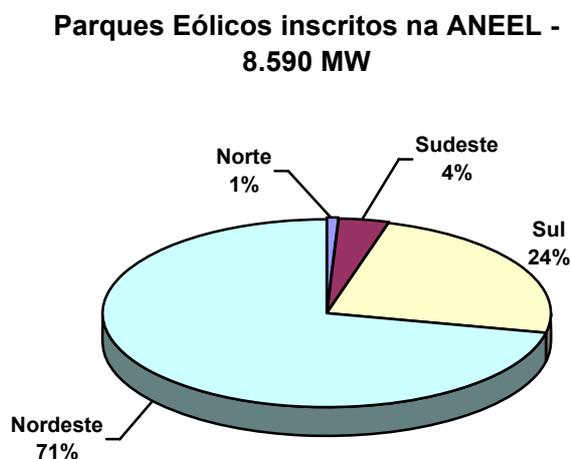


Figura V-5 – Licenças concedidas pela ANEEL para instalação de parques eólicos no Brasil

Esses parques não têm perspectivas de serem desenvolvidos nem em médio prazo, pois a maioria deles não foi qualificada para venderem a energia produzida no âmbito do PROINFA e não têm competitividade para concorrerem nos leilões de energia alternativa, com os preços atuais praticados dos aerogeradores no Brasil.

Analisada dessa forma, o PROINFA mostra-se bastante tímido, pois apenas a geração eólica no Nordeste poderia atingir a capacidade instalada prevista para todas as fontes: 3.300 MW em eólica, biomassa e PCH.

Uma das conclusões a que podemos chegar é a de que apenas incentivos de tarifas e contratos de longo prazo não foram suficientes para deslanchar a indústria eólica no País. Uma política industrial deve ser desenvolvida em paralelo, para que possamos desfrutar das excelentes condições existentes.

## V.5 COMPARAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DE TERRA PARA FINS ENERGÉTICOS

A região nordeste do Estado do Rio de Janeiro é propícia para diversas culturas, inclusive de cana-de-açúcar, com bom potencial para produção de energia elétrica a partir da força dos ventos. Quais conversões de energia possíveis de serem feitas em um hectare de terra seriam as mais adequadas para as condições encontradas nesta região?

### V.5.1 Geração de Energia Solar Fotovoltaica

A radiação solar incidente no estado do Rio de Janeiro é medida em algumas localidades. A tabela V-15 foi obtida a partir de dados médios do INMET – Instituto Nacional de Meteorologia, medidos na cidade do Rio de Janeiro. Essa aproximação é conservadora, pois a região nordeste do estado é menos sujeita a acumulação de nuvens devido ao relevo plano.

Tabela V-15 – Radiação solar média mensal na região NE do Estado do Rio de Janeiro

Mês	Dias	Temperatura ambiente °C	Radiação Solar Mensal Incidente $I_{\text{mensal}}$ , kWh/m <sup>2</sup>	Conversão fotovoltaica (15% $I_{\text{mensal}}$ )	Energia disponível em 1 hectare – MWh
Jan	31	26,4	161	24,15	241,5
Fev	28	26,6	146	21,90	219,0
Mar	31	26,0	157	23,55	235,5
Abr	30	24,3	141	21,15	211,5
Mai	31	22,8	127	19,05	190,5
Jun	30	21,9	118	17,70	177,0
Jul	31	21,3	131	19,65	196,5
Ago	31	21,8	143	21,45	214,5
Set	30	22,1	130	19,50	195,0
Out	31	22,7	131	19,65	196,5
Nov	30	23,6	137	20,55	205,5
Dez	31	25,0	145	21,75	217,5
Média		23,7	139		2500,5

A eficiência na conversão de 15% do total da energia solar incidente supõe a utilização de coletores fotovoltaicos monocristalinos (eficiências de 15 a 18%).

A estimativa de 2.500 MWh gerados anualmente em um hectare corresponde a uma situação ideal. O fator de capacidade dessa instalação teórica pode ser calculado supondo a utilização de coletores de 170 W de capacidade máxima, medindo 0,8 x 1,6 m, ou seja, 0,133 kW/m<sup>2</sup>, o que totalizaria 1.330 kW instalados em um hectare.

$$\begin{aligned} \text{FC} &= \text{geração de energia} / (8.760 \text{ horas} \times \text{capacidade instalada}) = \\ &= 2.500 \text{ MWh} / (8.760 \text{ h} \times 1,330 \text{ MW}) = 21,5\% \end{aligned}$$

Este fator de capacidade equivale também a  $2.500.000 \text{ kWh} / 1.330 \text{ kW} = 1.880 \text{ kWh/ano/kW}$  pico instalado

Introduzindo fatores para tornar a avaliação mais próxima de uma instalação real, poderíamos considerar adicionalmente:

- Perdas de 15% na energia elétrica gerada, devido à garantia de desempenho das células em prazos longos;
- Perdas de 5% na conversão da potência gerada para corrente alternada;
- A energia elétrica gerada seria utilizada próxima à área de produção, evitando as perdas em linhas de transmissão e distribuição longas;
- Perdas de 10% de área, devido ao arranjo físico dos painéis (vide figura V-6).

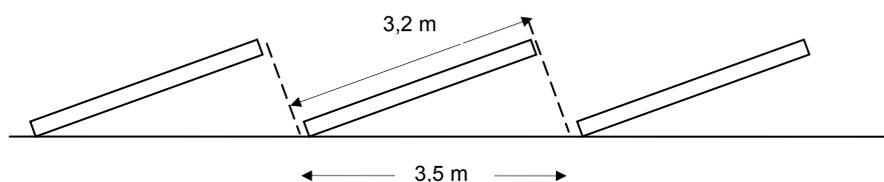


Figura V-6 – Perda de área devido ao arranjo físico dos painéis

Esses fatores de perda reduzem a energia anual disponível líquida para 1.750 MWh por hectare de usina instalada.

Nesse caso, o fator de capacidade médio, sem considerarmos o arranjo físico dos painéis, passaria para:

$$\begin{aligned} \text{FC} &= \text{geração de energia} / (8.760 \text{ horas} \times \text{capacidade instalada}) = \\ &= 2.500 \text{ MWh} \times 0,85 \times 0,95 / (8.760 \text{ h} \times 1,330 \text{ MW}) = 17,3\% \end{aligned}$$

### V.5.2 Geração de Eletricidade em Usina de Alcool

A região nordeste do estado do Rio de Janeiro já foi uma das maiores produtoras brasileiras de açúcar, tendo sido suplantada pela renovação da indústria no estado de São Paulo e pela tradição da cultura da cana-de-açúcar no nordeste. As usinas que haviam sido abandonadas estão sendo postas a

funcionar com a perspectiva de uma demanda importante de exportação de etanol combustível.

Para efeito de cálculo serão utilizados dados reais de uma usina típica de açúcar e álcool com capacidade instalada para processar até 2 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano.

A área total empregada para cultivo da cana é da ordem de 30.000 ha, dos quais 75% são fazendas alugadas, embora toda a área esteja submetida ao gerenciamento agrícola da usina. Como, a cada 5 anos, 20% da área plantada é deixada descansando ou com uma cultura de rotação, para renovação da cana, incluindo uma área de berçário para novas mudas, pode-se concluir que 24.000 ha são necessários para atender a produção da usina.

O nível de mecanização da colheita da usina é da ordem de 70%. Os restantes 30% de plantações estão localizadas em áreas onde as máquinas não podem alcançar. No entanto, devido a questões agrícolas, toda a cana era queimada antes da colheita, inclusive aquela efetuada por máquinas, pois fibras deixadas em excesso no campo prejudicavam a rebrota da cana. Depois das medidas implantadas relativas à coleta da palha, apenas as pontas da cana com uma parte de folhas são deixadas apodrecer no campo, o que corresponde a aproximadamente 30% dos resíduos. Em outras palavras, quase 49% (~70% x 70%) das fibras produzidas no cultivo da cana agora são trazidas para a usina, servindo de combustível para as cadeiras.

Esta usina assinou um contrato de venda do excedente de energia elétrica produzido com a Eletrobrás, sob o âmbito do PROINFA, investindo, para isso, na ampliação da sua central termelétrica.

As premissas adotadas para dimensionar a nova central termelétrica foram as seguintes:

- Integrar um módulo de ciclo Rankine simples, utilizando gerador de vapor com pressão superior (65 bar) aos geradores atuais (21 bar) e turbinas a vapor de extração / condensação, utilizando bagaço e palha como combustível;
- O balanço será comandado pelo mercado de energia elétrica. O total de energia gerada anualmente será de 220 GWh, sendo 40 GWh consumidos

pela usina no seu processo produtivo e o restante, 180 GWh, entregue à Eletrobrás, para atender o contrato de venda de energia.

O consumo específico de vapor de processo está na faixa de 480 a 500 kg de vapor por t de cana processada. A usina tem flexibilidade operacional para operar produzindo açúcar e álcool nas proporções 70/30 a 40/60, no máximo. Ou seja, ela não pode operar produzindo apenas açúcar ou apenas álcool.

Na tabela V-16 mostra os parâmetros mais relevantes relacionados à geração de energia da usina são listados para o projeto base de referência deste estudo.

Tabela V-16 - Dados principais da usina

Moagem anual de cana	2 milhões t cana
Eficiência de extração da usina	96%
Área plantada	24.000 ha
Safra (março a dezembro)	230 - 270 dias
Entressafra (dezembro a março)	135 - 90 dias
Dias efetivos de moagem / horas de operação	210 dias / 5.040 h
Produção de álcool	50.275 m <sup>3</sup>
Produção de açúcar	196 mil t
Fator médio de operação	84 % = 210/250
Moagem efetiva	400 t/h
Consumo específico de vapor de processo (1,5 bar)	480 kg/t de cana
Consumo horário de vapor de processo	182,4 t/h
Bagaço gerado (% da cana)	26 %
Bagaço total gerado	520.000 t (@50% umidade)
Palha recuperável do campo	166.000 t (@25% umidade)
PCI bagaço (50 % umidade)	1.740 kcal/kg
PCI palha (25 % umidade)	3.020 kcal/kg
Padrão de produção	70% açúcar / 30% álcool
Potência mecânica instalada	8.000 kW
Pressão de extração / contrapressão / condensação	21 bar g / 1,5 bar g / 0,15 bar abs
Potência total nova instalada	40 MW
Potência turbina de contrapressão com extração	28 MW
Potência turbina condensação	12 MW
Consumo elétrico próprio	3.200 kW
Consumo extra sistema de limpeza a seco da cana	1.000 kW
Consumo potência mecânica	6.600 kW
Capacidade Gerador Vapor alta pressão	160 t/h @ 65 bar / 480 °C
Capacidade Gerador Vapor média pressão	130 (75 + 55) t/h @ 21 bar / 300 °C
Consumo de óleo diesel por ano	5.500 m <sup>3</sup>
Energia vendida	180.000 MWh

### Balancos Energéticos

Os balanços termelétricos foram simulados com a ajuda do programa Termoflex [Thermoflow, 2006], tendo sido realizadas simulações para determinar

a quantidade de energia elétrica líquida disponível para exportação no período da safra e de entressafra considerando os dados básicos de projeto da usina, comparado às seguintes alternativas:

- I. Reduzindo o consumo específico de vapor de processo de 480 kg/tonelada de cana moída para 360 kg vapor/tc, a partir de medidas de conservação de energia introduzidas no processo industrial
- II. Eletrificando os acionamentos mecânicos no processo de moagem da cana
- III. Eliminando-se a geração de vapor a média pressão. Duas caldeiras de 135 t/h de geração do vapor de 65 bar são instaladas no lugar
- IV. Todas as ações anteriores com a recuperação de 45% da palha gerada, utilizando duas caldeiras de 150 t/h de 85 bar, no sentido de consumir todo o combustível disponível.

Os resultados estão mostrados nas tabelas V-17 e V-18.

Tabela V-17 - Geração excedente de energia elétrica com bagaço e palha – safra (vide fluxograma no anexo A.1.5 para o caso IV)

	Base	I	II	III	IV
Horas de operação	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040
Consumo de bagaço (base úmida mil t)	421	421	421	421	477
Consumo de palha (base úmida mil t)	105	105	105	105	139
Bagaço excedente (base úmida mil t)	99	99	99	99	73
Potência gerada TGV contrapressão (MW)	20,5	15,7	32,3	28,1	42,6
Potência gerada TGV condensação (MW)	12,0	21,3	11,7	11,5	29,0
Demanda elétrica para auxiliares (MW)	2,8	3,1	2,8	2,6	3,9
Demanda elétrica própria da usina (MW)	4,2	4,2	10,8	4,2	10,8
Potência exportada (MW)	25,5	29,7	30,4	32,8	56,9
Energia elétrica total exportada (GWh)	128,5	149,7	153,2	165,3	286,8

Tabela V-18 - Geração excedente de energia elétrica com bagaço e palha – entressafra (vide fluxograma no anexo A.1.6 para o caso IV)

	Base <sup>25</sup> , I, II, III	IV
Horas de operação	2.940	1.060
Consumo de bagaço (base úmida mil t)	74	42
Consumo de palha (base úmida mil t)	18	12
Bagaço excedente (base úmida mil t)	25	1
Potência gerada TGV contrapressão (MW)	6,5	12,7
Potência gerada TGV condensação (MW)	12,3	21,4
Demanda elétrica para auxiliares (MW)	1,3	2,1
Demanda elétrica própria da usina (MW)	0	0
Potência exportada (MW)	17,5	32,0
Energia elétrica total exportada (GWh)	51,5	33,9

<sup>25</sup> Produção de potência limitada pelo “turn-down” da caldeira de 160 t/h

## Conclusões

O potencial de geração elétrica em usinas de álcool a partir da queima de bagaço e palha da cana é bem superior à capacidade sendo instalada atualmente, mesmo nos projetos novos, para atender à crescente demanda por etanol combustível nos mercados brasileiro e internacional.

Os dados da usina permitiram efetuar uma análise econômica por diferenças. Investimentos adicionais podem ser estimados e comparados a quantidades exportáveis de potência extra. Esses investimentos consistem basicamente de:

- Redução do consumo específico de vapor na usina, com uma redução correspondente do consumo de bagaço. O bagaço adicional disponibilizado é utilizado para gerar mais energia;
- Substituição das turbinas acionadoras das moendas por motores elétricos com variadores de frequência.

Os consumos de palha e bagaço (resíduos das colheitas e processamento da cana na usina), os investimentos para geração elétrica e os custos de operação são modificados, dependendo da alternativa escolhida. A análise econômica simplificada considera que a geração de potência está integrada à usina e se baseia no fato de que o projeto de uma central termoelétrica foi implantado com sucesso (vide tabela V-19).

A alternativa IV mostra que existe um potencial de exportação da ordem de 160 kWh/t de cana processada, se adotada principalmente pelas novas usinas de açúcar e álcool que estão sendo implantadas, as quais irão adicionar uma produção de 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano. Apenas a ampliação dessa indústria poderia acrescentar um total de 48 TWh/ano ao sistema elétrico brasileiro, o equivalente a 5,5 GW firmes.

Estes números representam 10% da produção atual de eletricidade no Brasil, incluindo a energia importada da parcela paraguaia de Itaipu. Também deve ser ressaltado que termoelétricas associadas às usinas de açúcar e álcool apresentam riscos de implantação e operação muito inferiores aos de usinas hidro e termoelétricas a gás.

Outros melhoramentos a serem considerados envolvem a plantação de oleaginosas durante a cultura de rotação da cana. No exemplo considerado,

caso fosse adotada a cultura do girassol na área de 6.000 ha, conjugada a plantas de esmagamento e de transesterificação de óleo vegetal, esta área seria suficiente para produzir 6.000 m<sup>3</sup> de biodiesel por ano (considerando 2 t/ha/ano de produtividade do girassol com teor de óleo de 42%). A economia anual de R\$ 12 milhões com dispêndios na compra de óleo diesel justificaria um investimento adicional de R\$ 30 milhões, sem considerar as economias com fertilizantes, pois oleaginosas fixam nitrogênio que a cultura da cana retira do solo, além de disponibilizar proteínas e créditos de carbono, pois tal usina reduziria a valores próximos a zero, as emissões de CO<sub>2</sub> ainda encontradas no ciclo de vida do negócio.

Em resumo, a tabela V-19 compara a situação do projeto da usina atual com as opções propostas neste estudo, que servirão de base de projeto para as avaliações econômico-financeiras a serem efetuadas na continuação deste trabalho.

Tabela V-19 – Comparação do projeto básico da usina e alternativas

Item	BASE	I	II	III	IV
Consumo vapor de processo (1,5 bar)	480 kg/t cana	360 kg/t cana	480 kg/t cana	480 kg/t cana	360 kg/t cana
	182,4 t/h	136,8 t/h	182,4 t/h	182,4 t/h	136,8 t/h
Consumo próprio da usina	7.000 kW	7.300 kW	13.600 kW	6.800 kW	14.700 kW
Demanda mecânica	6.600 kW	6.600 kW	500 kW	6.600 kW	500 kW
Capacidade caldeiras AP	160 t/h	160 t/h	160 t/h	2 x 135 t/h	2 x 150 t/h
Vapor alta pressão (AP)	65 bar / 480°C	85bar / 480°C			
Capacidade caldeiras MP	130 t/h	130 t/h	130 t/h	-	-
Vapor média pressão (MP)	21 bar / 300°C	21 bar / 300°C	21 bar / 300°C	-	-
TGV contrapressão	28 MW	16 MW	32 MW	28 MW	2 x 22MW
TGV condensação	12 MW	22 MW	12 MW	12 MW	30 MW
Energia anual exportada	180 GWh	200 GWh (+11%)	204 GWh (+13%)	216 GWh (+20%)	320 GWh (+78%)
Investimento (mil R\$)	70.100	78.300	79.200	87.600	145.200
R\$/ kW	1.750	2.060 (+18%)	1.800 (+3%)	2.190 (+25%)	1.960 (+12%)
Consumo de bagaço (mil t base úmida)	495	495	495	495	519
Consumo de palha (mil t base úmida)	123	123	123	123	151
Coleta útil de palha	37%	37%	37%	37%	45%

A produção de energia máxima por hectare está resumida na tabela V-20, onde está considerada a área adicional utilizada para rotação da plantação.

Tabela V-20 – Um ha plantado de cana-de-açúcar produz por safra

Produtos	dens-kg/m <sup>3</sup>	PCI-kcal/kg	energia
5,6 m <sup>3</sup> álcool	800	6500	29,12 Gcal/ ano
17,3 t bagaço		1740	30,16 Gcal/ ano
11.2 t palha útil		3020	33,82 Gcal/ ano
Consumo próprio de combustível para plantio, colheita, transporte			1,56 Gcal/ ano
Energia exportável na forma de combustível			27,56 Gcal/ ano
Consumo de bagaço/ palha para processamento da cana			45,30 Gcal/ ano
Perdas + palha deixada no campo (55% energia)			18,68 Gcal/ ano
Energia elétrica exportável = 20% energia biomassa útil			9,18 Gcal/ ha 10,67 MWh/ ano

### V.5.3 Geração de Energia a partir de uma plantação de Óleo de Girassol

Uma unidade para produção de biodiesel a partir de óleo de soja consome basicamente álcool, soda cáustica, catalisador metilato de sódio, vapor, água e ácido clorídrico e fosfórico. As perdas devido ao tratamento do óleo vegetal bruto para adequá-lo às condições de entrada da carga da unidade de transesterificação são da ordem de 3%.

Consumo de utilidades por tonelada de óleo processado [Dedini, 2006]:

22 kWh; 0,4 t vapor 20 bar; 93 kg metanol; 21 kg metilato de sódio; 20 kg solução NaOH; 20 kg outros (ácido clorídrico, principalmente).

Considerando esses valores como sendo idênticos para uma planta a partir de óleo de girassol (que apresenta uma produtividade agrícola para o óleo superior a da soja – 630 x 430 kg/ha), pode-se estimar a quantidade de energia útil disponibilizada por uma unidade de biodiesel, conforme está detalhado na tabela V-21.

Tabela V-21 – Um ha de plantação de girassol produz por ano

produtos	Teor de óleo	PCI-kcal/kg	energia
1500 kg semente	= 42%		
630 kg óleo bruto			
611 kg óleo tratado			
611 kg biodiesel		10.000	6,11 Gcal/ ano
870 kg farelo protéico			
Consumo vapor p/ processamento = 240 kcal/ kg óleo			0,15 Gcal/ ano
Consumo de álcool e outros produtos			0,90 Gcal/ ano
Consumo próprio de combustível para plantio, colheita, transporte			5%
Consumo energia elétrica p/ processamento = 0,022 kWh/ kg óleo			0,013 MWh/ ano
Energia exportável na forma de combustível			4,75 Gcal/ ano

### V.5.4 Geração Eólica

A plantação de cana ou de girassol permite a instalação simultânea de um parque eólico para geração de energia elétrica. Consideramos os dados de velocidades de vento típicas para a região localizada próxima ao cabo de São Tomé e um arranjo com máquinas da Vestas modelo V80 com as seguintes características: capacidade – 2000 kW; diâmetro do rotor – 80m; altura da torre – 100 m.

Um arranjo típico prevê um distanciamento entre as máquinas de 4 a 5 diâmetros de rotor na direção perpendicular ao vento predominante da região e de 8 a 10 diâmetros de rotor na direção do vento predominante. No caso específico do nordeste do estado do Rio de Janeiro a direção de vento predominante é a do quadrante nordeste/ sudoeste.

A figura V-7 mostra um possível arranjo de máquinas com 2 MW de potência cada, considerando os maiores distanciamentos entre elas para um parque de 120 MW de capacidade instalada:

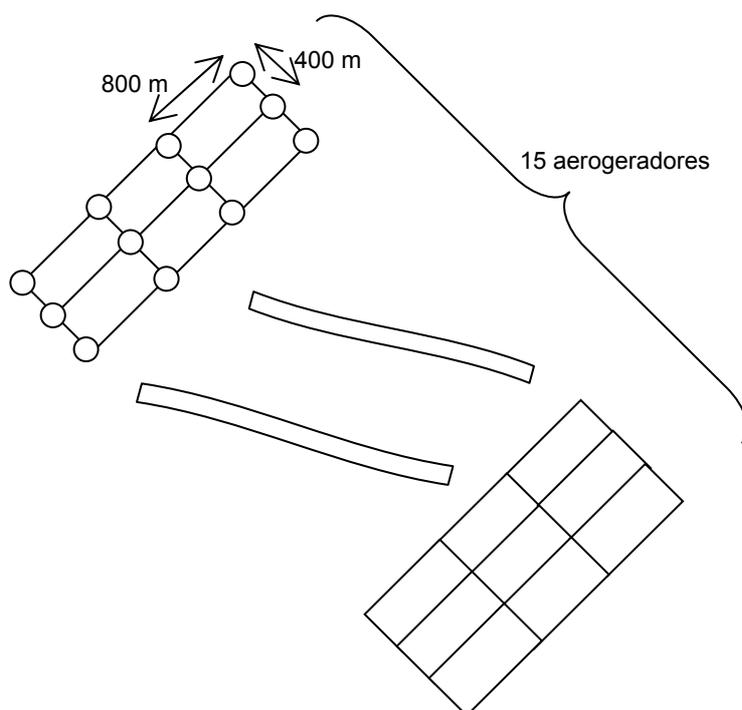


Figura V-7 – Arranjo típico dos aerogeradores para usina no nordeste do Estado do Rio de Janeiro

Ou seja, a capacidade instalada por área seria igual a  $120 \text{ MW} / 13,44 \text{ km}^2$ , o equivalente a  $8,9 \text{ MW} / \text{km}^2$  ou  $89 \text{ kW} / \text{ha}$ .

O fator de capacidade estimado para esta usina típica com os dados de vento da região é da ordem de 36%, o que resultaria em uma produção anual de energia elétrica de 120 MW x 8760 horas x 36%, ou aproximadamente 281,6 MWh/ ha/ ano.

### V.5.5 Comparação dos Resultados

Os resultados estão apresentados de forma resumida na tabela V-22:

Tabela V-22 – Comparação do aproveitamento energético de um hectare de terra no nordeste do Estado do Rio de Janeiro

Fonte/ tecnologia	Combustível	Energia útil do combustível exportável – Gcal/ ano	Energia Elétrica útil exportável – MWh (Gcal*)/ ano
Solar/ Fotovoltaica	-	-	1.750 (1.505)
Cana	Álcool	27,6	10,7 (9,2)
Girassol	Biodiesel	4,7	-
Eólica	-	-	282 (242)

\* 1 MWh = 0,860 Gcal

A análise desses resultados permite tirarmos algumas conclusões a respeito dos aproveitamentos energéticos:

- I. A conversão elétrica fotovoltaica direta produz mais de 160 vezes a energia elétrica final útil disponibilizada por uma central termelétrica instalada em uma usina de álcool, otimizada para exportação do excedente de potência (1.750 x 10,7 MWh/ano);
- II. A conversão elétrica fotovoltaica direta produz mais de 6 vezes a energia elétrica final útil disponibilizada por um parque eólico instalado em área equivalente (1.750 x 282 MWh/ano);
- III. A cobertura da superfície por coletores impede o aproveitamento simultâneo da área para outro tipo de aplicação, vantagem da qual um parque eólico desfruta, uma vez que as plantações de cana ou girassol, aqui sugeridas, poderiam ser perfeitamente desenvolvidas entre as torres dos aerogeradores, sem maiores prejuízos para ambas as atividades;
- IV. Se considerarmos apenas a capacidade de geração de energia, uma plantação de cana-de-açúcar apresenta um potencial quase 8 vezes maior do que a da oleaginosa (36,8 x 4,7 Gcal/ano). Isto sugere que a produção de biodiesel em si, independente da produção da proteína vegetal, representada pelo farelo resultante da extração do óleo, não faria muito sentido, a não ser em casos marginais, onde não houvesse outra utilização possível para a área disponível.

- V. Uma análise mais aprofundada das opções aqui apresentadas haveria ainda de levar em consideração outros fatores para o aproveitamento útil final da energia disponibilizada, tais como:
- O combustível produzido deve ser armazenado e distribuído para outras regiões, reduzindo a energia útil disponibilizada à medida que essas regiões sejam mais afastadas da zona de produção;
  - Os ciclos de vida tanto dos coletores solares quanto dos aerogeradores devem ser incluídos na análise energética. A produção de silício grau solar, com percentual total de impurezas inferior a  $10^{-5}$  em peso, assim como os materiais utilizados na composição dos equipamentos (duralumínio da estrutura do coletor, aço da torre do aerogerador, fibra de vidro das pás e nacela etc.) são energeticamente intensivos na sua exploração, produção e conformação.