

**AUDIÊNCIA  
PÚBLICA  
MME  
sobre o  
PRONFRA**

*julho 2003*

## Introdução

Em atenção à audiência pública sobre Valor Econômico da Tecnologia Específica - VETEF aplicáveis ao projeto PROINFRA e, sempre com o objetivo de colaborar com o governo, o Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE vem, pelo presente, apresentar seus comentários e observações ao documento distribuído pela INTERNET.

O INEE é uma entidade não governamental sem fins lucrativos que tem como objetivo promover a eficiência energética em todos os setores da economia. O tema em análise interessa à nossa instituição em particular porque :

- diversos aproveitamentos do PROINFRA aproximam consumidores das cargas, reduzindo perdas de transmissão;
- diversos projetos do PROINFRA para biomassa vão permitir que se transforme em energia útil, competitiva com a geração central, biomassas combustíveis já processados e disponíveis mas que são desperdiçadas unicamente pelas restrições históricas à sua participação.

Outro fator importante é que as regras para o PROINFRA cobrem apenas uma parte de variadas formas de geração distribuída que poderão ser integradas ao sistema. Assim, as regras ora fixadas podem vir a influenciar decisões sobre diversas outras fontes primárias por alguma razão não incluídas no PROINFRA mas que podem vir a prestar um importante papel para o desenvolvimento de uma energia mais eficiente na margem.

## ANÁLISE

### ***Geral***

A análise do documento é muito prejudicada pela falta de informação sobre as hipóteses usadas no desenvolvimento da metodologia de cálculo. Embora realizado por especialistas a partir de um "extenso trabalho", é difícil qualquer opinião quando não se sabe, por exemplo, as características físicas sobre o que seria um "projeto de padrão médio" adotada para cada uma das fontes.

As informações sobre "modelagem" (item 3) são mínimas. A rigor só se informa que o estudo é feito para um período de 15 anos de análise com moeda constante que pode ser corrigida. A estrutura da formação de resultados e de fluxo de caixa não trazem qualquer informação nova.

### ***Observações sobre as propostas***

Como a consulta se refere à formação do Valor Econômico de cada fonte vale à pena reproduzir a definição contida no o Art. 2º II do Decreto 4.541/02

*" Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica de uma Fonte: valor de venda da energia elétrica que, num determinado tempo e para um determinado nível de eficiência, viabiliza economicamente um projeto de padrão médio utilizando a referida fonte;"*

## Estrutura do Custo

A aplicação do Decreto sugere uma estrutura de custo que redundaria em uma tabela com o seguinte formato :

<b>FONTE</b>	<b>EFICIÊNCIA</b>	<b>VALOR (R\$/MWh)</b>
Biomassa	$\eta = ??$ $\eta = ??$ $\eta = ??$	
Eólica	$\eta = ??$ $\eta = ??$ $\eta = ??$	
PCH	$\eta = ??$ $\eta = ??$ $\eta = ??$	

A estrutura constante da proposta tem uma estrutura bem diferente :

<b>FONTE</b>	<b>Para o caso de</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
Biomassa	Diversas fontes e tecnologia		
Eólica	Diversos $FC_B$		
PCH	-----		

Cabem algumas dúvidas :

- Qual o objetivo da regionalização que não está prevista nem na Lei nem no Decreto 4.541/02 ?
- O critério para sub-divisão em casos (não prevista no decreto ) não é homogêneo entre as diversas fontes: em uma são fontes primárias e tecnologia e na outra uma característica da disponibilidade de vento ( $FC_B$ )
- Qual a razão de haver três patamares em função do fator de Capacidade da Eólica? Isto não se aplicaria aos outros casos de biomassa, por exemplo ?
- A sub-divisão dos casos relativos a biomassa também não é homogênea pois contempla três fontes primárias pela origem da atividade e uma com base em uma tecnologia. Exemplos de dúvidas: é só biogás de lixo/esgoto ou biogás de madeira/resíduos cana também? A queima direta de lixo também se qualifica ?
- Por que foi eliminada a quebra por eficiência ? Seria consequência do fato de que a metodologia leva a que, quanto mais eficiente, mais barata ficaria a energia, afastando exatamente os projetos melhores ?

## Período De Análise

Qual o período de análise do FCD ? 15 anos ( pág. 4 do documento e o período de compra assegurada pela ELETROBRÁS Art.8º §1º do Decreto 4.541/02) ou Art. 4º I do Decreto 4.541/02 que fala em ( 20 a 30 anos) ?

## Economias co-produzidas

O vapor em um sistema de co-geração não é um “sub-produto” mas um co-produto e para a formação de custos isto pode levar a conceitos muito diferentes importantes de serem considerados pois a vantagem mais importante de um grande número de

projetos de co-geração é que seu custo baixo deriva deste conceito de “economia de escopo” e não da “economia de escala” presente nos mega-projetos de termelétricas centrais.

### Sazonalidades

No sistema brasileiro, a sazonalidade tem uma importância fundamental, aumentando o Valor Econômico da energia para o sistema brasileiro se disponível em complementação à sazonalidade (como ocorre para a cana e a eólica em algumas regiões, por exemplo) dos sistemas hidrelétricos da região. Este fator foi considerado no modelo ?

### **Comentários sobre o Decreto**

O nível de inconsistências entre a proposta e o Decreto (sempre com a ressalva de que não tivemos acesso aos detalhes) que poderia expor o processo do PROINFRA a um atraso em função de querelas jurídicas que possa abrir.

Na nossa visão, a maioria dos problemas surge da tentativa dos estudiosos das diversas fontes em um exercício para enquadrar um “padrão médio por fonte” em uma realidade tão complexa, sobretudo em situações em que a geração elétrica ocorre, e que vêm associadas de (des)economias externas importantes como no caso da co-geração e/ou da venda de papéis relacionados com a venda de papéis relacionados às emissões de CO<sub>2</sub>.

Ao mesmo tempo, o Decreto não dá qualquer sinal econômico na perspectiva do setor elétrico para que, na margem, atendendo o objetivo da Lei (inserir novas fontes na oferta), a energia de menor custo originada no PROINFRA seja integrada ao sistema. Isto é preocupante pois com o preço médio se está passando para a sociedade como um todo a impressão de que são necessários subsídios para estas fontes quando na verdade o contrário poderia estar acontecendo.

Outra dificuldade é que o contrato traz, implicitamente, incerteza pelo Art. 12 VI quando passa para o contrato incertezas da ELETROBRÁS quanto ao volume de recursos. Por outro lado a fixação do preço tira da ELETROBRÁS (que pode chegar a ser por sorteio !) um grau de liberdade para uma escolha mais racional.

A estrutura do Decreto se insere em uma visão pela qual estas unidades de geração são centrais de pequeno porte com as mesmas características das grandes. Pressupõe que os investimentos são feitos para atender o setor elétrico quando muitos estarão produzindo eletricidade como forma de se livrar de um problema (queima de resíduos poluentes) ou de tirar proveito de certas características da co-geração que reciclando o “lixo térmico” para uso no processo, melhoram as economias das respectivas empresas.

### **Sugestões**

Assim, uma retificação do Decreto para um modelo mais simples – e em linha com o novo modelo recentemente apresentado pelo MME - seria desejável para acelerar o projeto. Como o PROINFRA terá outras fases no futuro, caso não exista a possibilidade de uma retificação neste momento, apresenta-se a seguir um esquema que, na nossa visão, seria de execução mais simples e direta .

<b>Estrutura Proposta</b>	<b>Comentário</b>
O Valor econômico seria uma referência única superior para cada uma das fontes	O trabalho já realizado de modelização calcularia este valor econômico limite.
A seleção se faria a partir de um leilão holandês (começa em um teto de preço e ganham os custos menores)	Isto tenderia a reduzir os custo, incentivar a busca da eficiência de processos e estruturar a economicidade locacional .
Quando a ELETROBRÁS tiver a garantia de recursos faz o leilão.	Com isto, os contratos são firmes e o risco da ELETROBRÁS mínimo

# ANEXO

Documento de Consulta Pública  
MME // julho 2003

## Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte - VETEF Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA (1ª Etapa)

### 1. NOTA DE ABERTURA

Com o objetivo de “implementar uma nova gestão pública - ética, transparente, participativa, descentralizada e orientada para a sociedade” o Ministério de Minas e Energia - MME, abre Consulta Pública, até às 18h do dia 31 de julho de 2003, para receber contribuições da sociedade e dos empreendedores envolvidos no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA quanto à metodologia e parâmetros utilizados para cálculo dos valores de referência das diversas fontes alternativas de energia elétrica.

O PROINFA, criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME, pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base nas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas - PCH e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN.

O Programa, na sua primeira etapa, promoverá a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, sendo assegurada a compra da energia a ser produzida durante 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

O Decreto nº 4.541, publicado em 24 de dezembro de 2002, regulamentou a primeira etapa do PROINFA. A implementação do Programa necessita de ações que estão sendo desenvolvidas pelo MME, destacando-se o cálculo do valor econômico das fontes eólica, biomassa e PCH e a adequação do referido Decreto às novas diretrizes e orientações que serão emanadas a partir da definição da nova Política Energética Nacional.

O MME, para análise e valoração dos diversos parâmetros de caráter técnico e econômico-financeiro, a serem utilizados na determinação do valor econômico, e elaboração de uma metodologia de cálculo desses valores, valeu-se de consultores especialistas nas diversas fontes alternativas e renováveis e em análise de risco de projeto de geração elétrica. A conclusão do extenso trabalho desenvolvido é que está sendo agora publicizado para análise e comentários de todos os interessados.

## 2. VALORES ECONÔMICOS

Os valores econômicos resultantes da metodologia e parâmetros sugeridos, a serem inicialmente considerados no PROINFA - 1ª Etapa, são os seguintes:

		Em R\$/MWh	
Fontes	Para o caso de	Área 01 (I)	Área 02 (II)
<b>Biomassa</b>	Biogás	166,31	170,12
	Setor Arrozeiro	108,17	112,67
	Setor Madeireiro	116,05	121,85
	Setor Sucroalcooleiro	119,61	89,59
<b>Eólica</b>	$FC_B \leq 34\%$	221,81	231,68
	$34\% < FC_B < 44\%$	Função (III)	Função (III)
	$FC_B \geq 44\%$	181,46	191,70
<b>PCH</b>		114,74	125,09

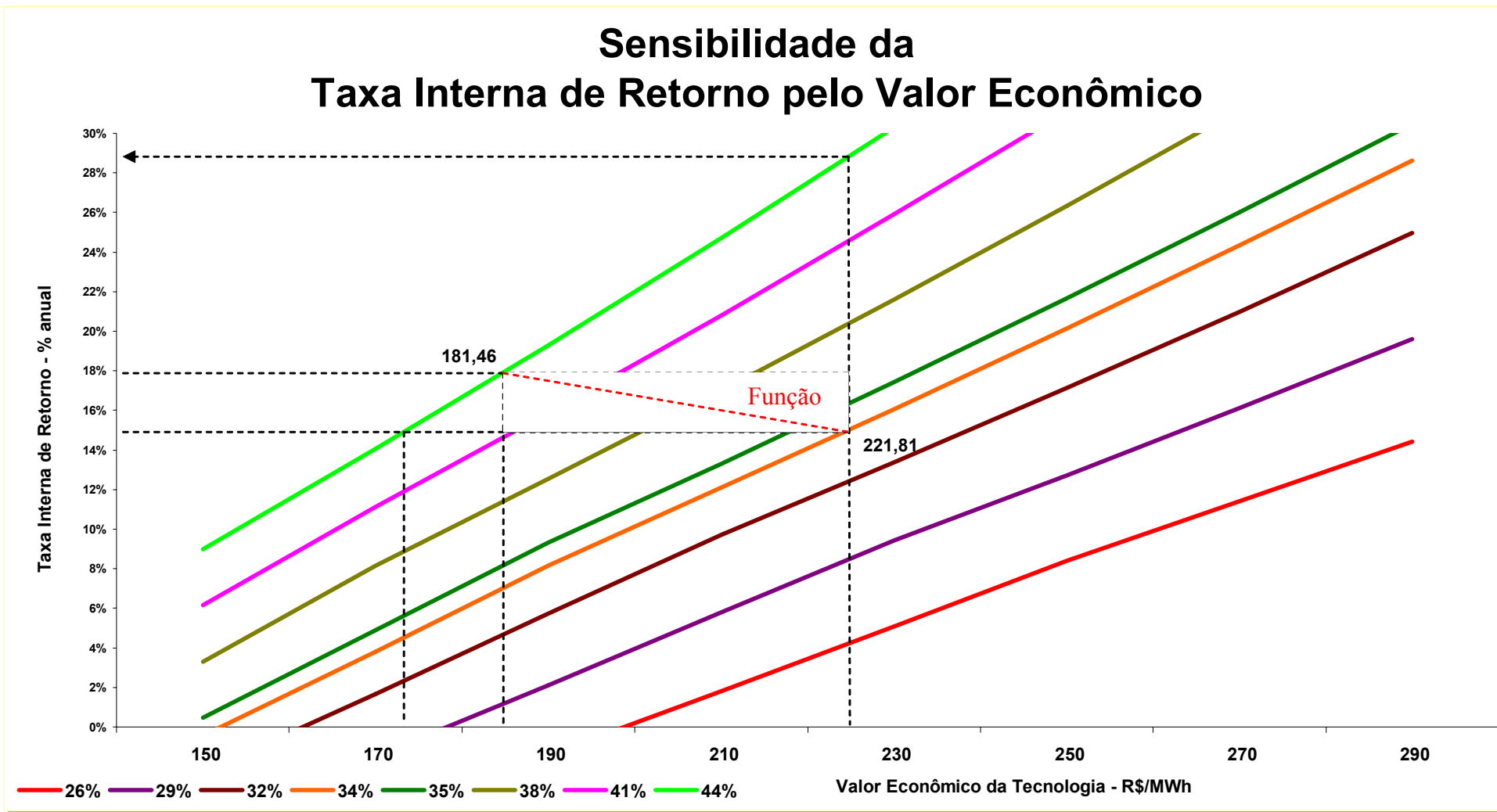
- (I) Áreas abrangidas pelas extintas SUDAM (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste)
- (II) Demais áreas do País
- (III) Ver gráfico explicativo a seguir

$FC_B$  = Fator de Capacidade Bruto (não considera a indisponibilidade)



Fonte Eólica (Área 01)

### Sensibilidade da Taxa Interna de Retorno pelo Valor Econômico



### 3. MODELAGEM

A modelagem adotada para o cálculo dos valores econômicos do PROINFA - 1ª Etapa é a de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, não considerando os impactos da inflação nas contas durante os períodos de construção (10 a 24 meses) e operação da planta (15 anos). Isso não implica de que esses valores não venham a ser corrigidos por um índice eficiente de inflação durante esses períodos. O FCD foi estruturado da seguinte forma:

#### DEMONSTRATIVO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO – DRE

Receita proveniente da venda de energia - PPA PROINFA

Receita proveniente da venda de subprodutos

    Energia elétrica para consumo próprio

    Vapor para consumo próprio

(-) Perdas

(-) Impostos sobre a Receita

    PIS/PASEP

    COFINS

    CPMF

(=) Receita Operacional

(-) Custos / Despesas Operacionais

    Despesas fixas

    Despesas variáveis

    Seguro operacional

    Despesas com combustível

    Despesas com transporte da energia

    Depreciação média

    Diferimento de despesas pré-operacionais

    Fiscalização da ANEEL

(=) Lucro Operacional

(-) Despesas Financeiras

    Juros do(s) financiamento(s)

    Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP)

(+) CPMF

(=) Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR)

(-) Impostos sobre o LAIR

Imposto de renda

Contribuição social

Imposto de renda retido na fonte

(-) CPMF

(=) Lucro Líquido

## **FLUXO DE CAIXA**

Lucro Líquido

(+) Depreciação média

(+) Diferimento de despesas pré-operacionais

(+) Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP)

(+) Valor residual

(-) Amortização do(s) financiamento(s)

(+) Financiamento

(-) Custos de investimento

(-) Impostos na construção

(=) Fluxo de Caixa Líquido

## 4. PARÂMETROS GERAIS

São considerados “parâmetros gerais” aqueles comuns a todos os casos avaliados. São eles:

<b>Câmbio:</b>		3,00 R\$/US\$
<b>Taxa mínima anual de atratividade:</b>		14,89% a.a.
<b>Financiamento:</b>		70%, a depender das condições vigentes dos agentes de fomento e bancos comerciais
<b>Custo de transporte de energia:</b>		Considera-se redução de 50% para projetos com potência até 30 MW (Lei nº 10.438/02)
<b>Impostos:</b>	PIS/PASEP	1,65%
	COFINS	3,00%
	CPMF	0,38%
	CSSL	9,00 %
	IR	15,00% + 10,00%
	II	14,00%
	IPI	Não foi considerado (Decreto nº 4542/02)
	ICMS	Não foi considerado (Convênio ICMS nº 107/02)

PIS:	Programa de Integração Social
PASEP:	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
COFINS:	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPMF:	Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira
CSSL:	Contribuição Social sobre o Lucro
IR:	Imposto de Renda (até R\$ 20 mil/mês = 15%; Adicional = 25%) Considera-se desconto de 75% até 2013 nas áreas atendidas pelas extintas SUDAM e SUDENE (Medida Provisória nº 2.199/01 e Decreto nº 4.213/02)
II:	Imposto sobre Importação (alíquota média)
IPI:	Imposto sobre Produtos Industrializados
ICMS:	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

## 5. PARÂMETROS ESPECÍFICOS

São considerados “parâmetros específicos” aqueles que só atendem à fonte contemplada. São eles:

Parâmetros Padrão	Biomassa				Eólica	PCH
	Arroz	Bagaçõ-de-Cana	Biogás	Madeira		
Potência elétrica total nominal bruta (MW)	1,45	30,0	20,0	1,5	30,0	15,0
Consumo próprio (MW)	0,45	12,0	0,5	0,5	0,0	0,0
Fator de disponibilidade média anual (%)	85,0%	Área 01 = 43,8% Área 02 = 57,5%	86,3%	85,0%	97,0%	95,0%
Fator de capacidade bruto (%) - eólica / PCH					34,0% - 44,0%	56,0%
Fator de utilização (%) - biomassa	100,0%	85,0%	100,0%	100,0%		
Eficiência líquida (%)	13,5%	30,0%	35,0%	35,7%	95,0%	-
Distância até o centro de carga (km)	10,0	20,0	10,0	30,0	35,0	25,0
Perdas na transmissão a cargo da geradora (%)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Custo de transporte energia (R\$/kW/mês)	2,00	2,00	2,00	2,00	Área 01 = 3,00 Área 02 = 2,00	2,00
Período de construção (meses)	12	18	18	12	10	24
Período de análise do Fluxo de Caixa Operacional (anos)	15	15	15	15	15	15
Investimento total (R\$/kW instalado)	2.803,7	1.794,3	2.371,4	3.163,6	3.061,2	2.620,9
Aquisição de terrenos e benfeitorias (%)	1,1%	1,8%	1,8%	1,0%	0,0%	5,1%
Obras civis e outras benfeitorias (%)	5,7%	8,9%	8,9%	5,1%	7,5%	39,9%
Equipamentos e acessórios nacionais (%)	36,5%	57,1%	56,7%	32,4%	35,2%	29,0%
Equipamentos e acessórios estrangeiros (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	39,0%	0,0%
Seguros de construção (%)	0,6%	0,9%	0,9%	0,5%	0,9%	0,40%
Custo de conexão (%)	42,9%	10,8%	11,4%	49,4%	9,3%	11,60%
Outros custos (%)	9,1%	14,3%	14,2%	8,1%	5,8%	6,90%
Despesas pré-operacionais (%)	4,0%	6,2%	6,2%	3,5%	2,3%	7,10%
Subprodutos gerados com valor comercial:						
Energia elétrica para consumo próprio (R\$/MWh)	34,27	22,34	0,00	30,84	0,00	0,00
Vapor para consumo próprio (R\$/ton)	9,88	10,00	0,00	10,13	0,00	0,00

Parâmetros Padrão	Biomassa				Eólica	PCH
	Arroz	Bagaço-de-Cana	Biogás	Madeira		
Tempo médio de depreciação:						
Equipamentos (anos)	20	20	20	20	20	40
Obras civis (anos)	20	20	20	20	20	50
Diversos (anos)	30	30	30	30	30	30
Despesas operacionais fixas:						
Operação e manutenção (R\$/kW)	80,0	Área 01 = 80,0 Área 02 = 64,0	0,0	80,0	Anos 1 - 2 = 65,3 Anos 3-15 = 86,3	0,0
Arrendamento (R\$/kW)	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	0,0
Desmontagem e recultivação do terreno (R\$/kW)	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0
Despesas operacionais variáveis						
Operação e manutenção (R\$/MWh)	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	7,0
Seguro operacional (% investimento)	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Despesa com combustível (R\$/ton)	38,0	20,0	0,0	27,0	0,0	0,0

**Potência elétrica total nominal bruta:** é a potência máxima em regime contínuo para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

**Consumo próprio:** é o consumo de energia elétrica dos equipamentos auxiliares necessários para que um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, disponibilize a potência gerada, inclusive aquele da própria planta industrial, onde cabível.

**Fator de disponibilidade média anual:** é a relação entre o tempo de disponibilidade total e a duração do período de referência, levando em consideração as paradas por indisponibilidades forçada e programada (manutenção).

**Fator de capacidade bruto / Fator de utilização:** é a razão da potência média gerada durante um período de referência pela potência elétrica total nominal bruta de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Eficiência líquida:** é a relação entre a energia útil gerada por um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, e a energia total fornecida à entrada do projeto, em um dado período de referência.

**Distância até o centro de carga:** é a distância média, entre um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, e o ponto de entrega da energia de referência.

**Perdas na transmissão e/ou na distribuição a cargo da geradora:** são as perdas de energia elétrica nas redes de transmissão e/ou distribuição de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, em função do transporte da energia de referência até o centro de gravidade do submercado.

**Custo de transporte de energia:** é o custo médio mensal pela utilização dos serviços de transmissão e/ou distribuição da energia produzida considerando um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Período de construção:** é o período de tempo entre o início efetivo de construção e a entrada em operação comercial, mesmo que parcial, de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Período de análise do Fluxo de Caixa Operacional:** é o período de tempo, desde a entrada em operação comercial de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, até o término do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica com a ELETROBRÁS, no qual é analisado o fluxo de caixa operacional.

**Investimento total:** é o montante total de capital investido na construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, deduzidos dos pagamentos a título de serviço da dívida e incluída toda infraestrutura necessária à construção.

**Aquisição de terrenos e benfeitorias:** é o montante total de capital investido na aquisição de terrenos, incluída toda infraestrutura necessária à construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Obras civis e outras benfeitorias:** é o montante total de capital investido em obras civis e benfeitorias na construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, incluída toda infraestrutura necessária à construção.

**Equipamentos e acessórios nacionais:** é o montante total de capital investido na aquisição de equipamentos e acessórios de origem nacional necessários à construção de uma usina ou parque gerador de energia elétrica acrescidos dos impostos incidentes.

**Equipamentos e acessórios estrangeiros:** é o montante total de capital investido na aquisição de equipamentos e acessórios de origem estrangeira, necessários à construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica a partir de uma determinada tecnologia, acrescidos os impostos incidentes.

**Seguros de construção:** é o montante total de capital investido em seguros na construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Custo de conexão:** é o montante total de capital investido para conexão do empreendimento ao ponto de entrega da energia de referência de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Outros custos:** é o montante total de capital investido em outros custos, que não os discriminados acima, na construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Despesas pré-operacionais:** são as despesas incorridas antes e durante a construção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, tais como: projeto básico, estudos ambientais, testes etc.

**Energia elétrica para consumo próprio:** é o valor indicado para aquisição da energia produzida para utilização em suas próprias plantas, a partir de um projeto padrão de uma determinada tecnologia.

**Vapor para consumo próprio:** é o valor indicado para aquisição de vapor produzido para utilização em suas próprias plantas, a partir de um projeto padrão de uma determinada tecnologia.

**Tempo médio de depreciação:** tempo médio para depreciação dos custos de investimento de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, valendo o conceito para equipamentos, obras civis e custos diversos.

**Despesas operacionais fixas:** são as despesas anuais que independem da operação de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

- **Operação e manutenção:** são as despesas com operação e manutenção de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

- **Arrendamento:** são as despesas fundiárias fixas e anuais pagas pela instalação de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

- **Desmontagem e recultivação do terreno:** são as reservas necessárias durante o tempo de operação de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia, para cobrir a recultivação do terreno e a desmontagem da planta após a conclusão do projeto.

**Despesas operacionais variáveis:** são as despesas anuais que dependem da operação de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.

**Despesa com seguro operacional:** é a despesa anual com seguros cobrados durante a operação de um projeto padrão de geração de energia elétrica, a partir de uma determinada tecnologia.