

POLÍTICAS DE PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: LIÇÕES DA EXPERIÊNCIA EUROPÉIA
PARA O CASO BRASILEIRO

Claudia do Valle Costa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Emilio Lèbre La Rovere, Dr. Spé

Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

Prof. Mauricio Tiommo Tolmasquim, D.Sc.

Dr. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

Prof. Afonso Henriques Moreira Santos, DSc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
OUTUBRO DE 2006

COSTA, CLAUDIA DO VALLE

Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro [Rio de Janeiro] 2006

XVI, 233 p.29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Planejamento Energético, 2006)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Instrumentos para promoção de fontes de energias renováveis 2. PROINFA

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Para meu Amor e minha Amora
Pelos momentos felizes, beijos, abraços
Apertos e agarrões...
Mamãe ama vocês demais!

Agradecimentos:

Muitas pessoas contribuíram para que eu chegasse até aqui e falar de todas seria quase impossível. Mas gostaria de expressar meus agradecimentos especiais a algumas delas:

Aos meus pais, Enite e Rodrigues pelo apoio que sempre me deram no decorrer do meu caminho.

Aos meus filhos Felipe e Taissa, minha vida e minha paixão neste mundo!

Ao Prof. Emilio Lebre La Rovere que sempre acreditou em mim, mesmo quando eu duvidava...pessoa essencial à minha formação, grande exemplo e responsável pelo que sou hoje como profissional.

À Dirk Assmann que me recebeu no Wuppertal Institute, durante o meu doutorado sanduíche, época importantíssima ao meu crescimento pessoal e profissional.

Ao Prof. Luis Pinguelli Rosa, pela preciosa ajuda e disponibilidade, num momento crucial da minha vida.

À Wagner Victor, Secretário de Energia do Estado do Rio de Janeiro, que me acolheu e apoiou na conclusão do meu trabalho.

À Michael, meu companheiro, pelo apoio dado durante meu período na Alemanha e agora.

À Marcus, pai dos meus filhos, pelo apoio com as crianças para que eu concluísse este trabalho

À todos os meus amigos e companheiros do CentroClima e do LIMA, em especial Leonídio, pela ajuda fundamental...obrigada!

Aos meus amigos na Alemanha, em especial Harry, Luciana e Birgitte, que me ajudaram a entender outro País, me ajudaram e me apoiaram nos momentos mais difíceis.

A todos que, esquecidos aqui, contribuíram direta e indiretamente para este trabalho...obrigada!

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

POLÍTICAS DE PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: LIÇÕES DA EXPERIÊNCIA EUROPÉIA
PARA O CASO BRASILEIRO

Claudia do Valle Costa

Outubro/2006

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

Nos últimos anos temos acompanhado uma tendência no cenário político brasileiro no sentido de incentivar uma maior participação de fontes novas de energia renovável para geração de energia elétrica (E-FER) na matriz elétrica brasileira, tais como biomassa, PCH e energia eólica. O grande marco regulatório para essas fontes veio em 2002 com a aprovação da Lei 10.438/02 que criou o PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Novas e Renováveis de Energia), que definiu dois estágios e mecanismos distintos – PROINFA 1, um sistema de preço fixo semelhante ao “Feed-in tariffs” e PROINFA 2, sistema de leilões. No entanto, recentes alterações na regulamentação do setor elétrico causaram uma certa indefinição sobre a implementação do PROINFA 2. Dessa forma, o presente trabalho pretende contribuir no debate acerca da promoção dessas fontes e discutir as perspectivas futuras para o caso brasileiro tendo como base a experiência Européia. Serão avaliados os instrumentos de políticas adotados pelo Reino Unido, Holanda e Alemanha, assim como as barreiras e resultados obtidos nesses países. Baseados nesses estudos de casos, algumas propostas e recomendações serão dadas com o intuito de oferecer subsídios para a introdução de uma política efetiva de incentivo às E-FERs no Brasil.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

POLICIES TO PROMOTE NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE
ELECTRICITY GENERATION: LESSONS FROM THE EUROPEAN EXPERIENCE
FOR THE BRAZILIAN CASE

Claudia do Valle Costa

October/2006

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning Program

Over the past few years we have been seeing a trend in the Brazilian political scenario towards increasing the share of new renewable energy sources (RES-E), other than large hydropower, in electricity generation. The central policy was achieved through PROINFA (Program to Encourage Alternative Energy Sources), which defined two distinct stages and mechanisms to promote biomass, SHPs (small hydropower) and wind energy. This study aims to analyze the developments in renewable energy policies and the prospects for Brazil based on the European experience in promoting RES-E. It evaluated the policy instruments adopted by the United Kingdom, Netherlands and Germany, as well as the barriers and results of these policies. Based on these case studies, proposals and recommendations are given to overcome the problems in the Brazilian case.

ÍNDICE:

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	4
1.2. PROPOSTA DO ESTUDO	6
1.3. ESTRUTURA DA TESE	7
 2. CONTEXTO EUROPEU PARA PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA: DIRETRIZES, MARCOS REGULATÓRIOS E INSTRUMENTOS ADOTADOS	 9
2.1. INTRODUÇÃO	9
2.2. CLASSIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA O APOIO ÀS FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (E-FER).....	13
 3. UMA APLICAÇÃO PRÁTICA DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOÇÃO DE E-FER – A EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA	 19
3.1. INTRODUÇÃO	19
3.2. REINO UNIDO	23
3.2.1. Contexto Político	23
3.2.2. Energia Renovável e Instrumentos de Políticas Adotados	25
3.2.2.1. <i>NFFO – Non Fossil Fuel Obligation</i>	25
3.2.2.2. <i>RO – Renewable Obligation</i>	29
3.2.3. Barreiras para a Promoção de E-FER	36
3.3. HOLANDA	39
3.3.1. Contexto Político	39
3.3.2. Energia Renovável e Instrumentos de Políticas Adotados	41
3.3.2.1. <i>Fase 1: Acordos Voluntários</i>	41
3.3.2.2. <i>Fase 2: Incentivos Fiscais e Liberalização do Mercado Consumidor para Promover a Demanda</i>	45
3.3.2.3. <i>Fase 3: Introdução do Feed-in Tariffs para Promoção da Produção</i>	50

3.3.3. Barreiras para a Promoção de E-FER	53
3.4 ALEMANHA	55
3.4.1. Contexto Político	55
3.4.2. Energia Renovável e Instrumentos de Políticas Adotados	57
3.4.2.1. <i>Lei sobre Alimentação de E-FER na rede de Distribuição</i> – <i>Electricity Feed-in Act – Stromeinspeisegesetz</i>	57
3.4.2.2. <i>Lei de Energia Renovável – Erneuerbare Energien Gesetz</i> <i>(EEG)</i>	61
3.4.3. Barreiras para a Promoção de E-FER	66
3.5. ANÁLISE DA EFETIVIDADE DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS ADOTADOS PARA A PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA – UMA ANÁLISE COMPARATIVA: QUAL O MELHOR?	69
3.5.1. Introdução	69
3.5.2. Geração de E-FER no Reino Unido, Holanda e Alemanha	70
3.5.3. Valor do “Preço Premium” e Custos de Geração de E- FER	80
3.5.4. Custo do Sistema de Promoção e o Impacto na Tarifa do Consumidor	85
3.6 CONCLUSÃO	91
 4. CONTEXTO BRASILEIRO PARA PROMOÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	 97
4.1. BREVE HISTÓRICO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	97
4.2. ENTENDENDO O CONTEXTO POLÍTICO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	104
4.2.1. Primeira Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: do Monopólio à Privatização	104
4.2.1.1. <i>A Crise de Energia</i>	107
4.2.2. Segunda Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: a “Reforma da Reforma”	109
4.3. A QUESTÃO DO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA	116

4.4. FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS NO BRASIL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (E-FER)	119
4.4.1. Panorama Geral de Fontes de E-FER no Brasil: PCHs, Biomassa de Cana de Açúcar e Energia Eólica	123
4.4.1.1. <i>PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>	123
4.4.1.2. <i>Energia Eólica</i>	125
4.4.1.3. <i>Biomassa – Bagaço de Cana de Açúcar</i>	128
 5. O PROGRAMA DE INCENTIVOS ÀS FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE – PROINFA.....	131
5.1. O PROINFA: DESCRIÇÃO E CARACTERÍSTICAS DA POLÍTICA DE PROMOÇÃO	131
5.2. RESULTADOS DO PROINFA 1 E PRINCIPAIS BARREIRAS ENCONTRADAS	136
5.3. ANÁLISE DA POLÍTICA DE PROMOÇÃO DE E-FER NO BRASIL E SUAS IMPLICAÇÕES PARA O PROINFA 2	138
5.4. A QUESTÃO DO CUSTO DO PROINFA COMO PONTO CRUCIAL PARA A TOMADA DE DECISÃO DE UMA POLÍTICA DE LONGO PRAZO PARA PROMOÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	142
5.4.1. Cenários da Expansão do Setor Elétrico	143
5.4.2. Análise dos Custos considerando PROINFA 1 e PROINFA 2	146
5.4.3. A Possibilidade do Uso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo para Reduzir o Impacto do PROINFA na Tarifa de Energia Elétrica.....	160
5.5. PERSPECTIVAS PARA O CASO BRASILEIRO À LUZ DOS ESTUDOS DE CASOS DO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA	166
 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	172
 7. BIBLIOGRAFIA	178

ANEXOS

Anexo 1: Instrumentos de Política para promoção de E-FER utilizados atualmente na Europa	187
Anexo 2: Custo do sistema de promoção e o impacto na tarifa do consumidor no Reino Unido, Holanda e Alemanha	188
Anexo 3: Projetos aprovados no PROINFA 1	191
Anexo4: Potência (MW) contratada no PROINFA por Região	196
Anexo 5: Preços negociados no Leilão de Energia Nova	197
Anexo 6: Cenário da expansão do Setor Elétrico	198
Anexo 7: Projeções do “Preço Premium”para o PROINFA 1 e 2 com correção de 5% a.a.	200
Anexo 8: Geração de E-FER	201
Anexo 9: Cenários – Planilhas de cálculo	202

TABELAS:

TABELA 1 –	METAS INDIVIDUAIS RELATIVA À PROMOÇÃO DE E-FER NA UNIÃO EUROPEIA
TABELA 2 –	CLASSIFICAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS
TABELA 3 –	ORIENTAÇÃO POLÍTICA PARA PROMOÇÃO DE E-FER NOS PAÍSES SELECIONADOS
TABELA 4 –	SITUAÇÃO DOS PROJETOS DO NFFO EM 30 DE JUNHO DE 2005
TABELA 5 –	COMPARAÇÃO DO ATENDIMENTO DA META – RENEWABLES OBLIGATION
TABELA 6 –	FASES DAS POLÍTICAS PARA PROMOÇÃO DE E-FER .
TABELA 7 –	GERAÇÃO DE E-FER NA HOLANDA EM 2003
TABELA 8 –	VALOR DO “PREÇO PREMIUM” PAGO ÀS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL
TABELA 9 –	VALOR DO “PREÇO PREMIUM”E TAXA DE DECAIMENTO CONFORME EGG A PARTIR DE 01/08/04 .
TABELA 10 –	SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS INFORMAÇÕES DO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA
TABELA 11 –	EVOLUÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA
TABELA 12 –	CAPACIDADE A SER ADICIONADA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
TABELA 13 –	PREÇOS NEGOCIADOS NO PRIMEIRO LEILÃO DE ENERGIA NOVA
TABELA 14 –	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR REGIÃO – SISTEMA INTERLIGADO
TABELA 15 –	ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA POR REGIÃO
TABELA 16 –	CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL (MME)
TABELA 17 –	PCHs POSSÍVEIS DE SEREM RECAPACITADAS OU REATIVADAS NO BRASIL
TABELA 18 –	POTENCIAL EÓLICO-ELÉTRICO ESTIMADO NO BRASIL

TABELA 19 –	CUSTOS DE CAPITAL DE ENERGIA – BAGAÇO DE CANA-DE-AÇUCAR
TABELA 20 –	VALOR DO “PREÇO PREMIUM” PARA O PROINFA 1
TABELA 21 –	POTÊNCIA CONTRATADA NO PROINFA 1
TABELA 22 –	HIPÓTESES PARA OS CENÁRIOS ADOTADOS
TABELA 23 –	HIPÓTESE DO PERCENTUAL DE REAJUSTE DA TARIFA E DO PREÇO DO LEILÃO CONSIDERANDO IMPACTO AO CONSUMIDOR FINAL DE NO MÁXIMO 5%
TABELA 24 –	HIPÓTESE DO PERCENTUAL DE REAJUSTE DO “PREÇO PREMIUM” CONSIDERANDO IMPACTO AO CONSUMIDOR FINAL DE NO MÁXIMO 5%
TABELA 25 –	POTENCIAL DE ECONOMIA NO CUSTO ADICIONAL DO PROINFA
TABELA 26 –	COMPARAÇÃO DOS CUSTOS ENTRE O BRASIL, ALEMANHA, REINO UNIDO E HOLANDA

FIGURAS:

- FIGURA 1 – ESQUEMA DO RENEWABLE OBLIGATION
- FIGURA 2 – ELETRICIDADE GERADA POR E-FER NO REINO UNIDO ELEGÍVEL AO SISTEMA DE CERTIFICADOS VERDES (ROCs)
- FIGURA 3 – PARTICIPAÇÃO DE E-FER POR TIPO DE TECNOLOGIA 2004/05 - REINO UNIDO
- FIGURA 4 – CAPACIDADE TOTAL (KW) DE E-FER ACREDITADA NO RO E ROS POR TIPO DE TECNOLOGIA
- FIGURA 5 – GERAÇÃO POR FONTE NO “GREEN LABELS” EM 1998 E 1999
- FIGURA 6 – RESULTADO MAP 2000
- FIGURA 7 – RELACIONAMENTO DA ECOTAXA COM O SISTEMA DE CERTIFICADOS VERDES
- FIGURA 8 – COMPARAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO DOMÉSTICA DE E-FER E IMPORTADA
- FIGURA 9 – ARQUITETURA GERAL DO MEP, ANTES DE 2005
- FIGURA 10 – PARTICIPAÇÃO DE E-FER POR FONTE - HOLANDA
- FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE E-FER (GWh) 1990-1999 - ALEMANHA
- FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE E-FER (GWh) 1990-2005 - ALEMANHA
- FIGURA 13 – CONTRIBUIÇÃO DE E-FER POR FONTE
- FIGURA 14 – COMPARAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE E-FER NO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA – 1994/2004 E META 2010
- FIGURA 15 – COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL POR FONTE NO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA
- FIGURA 16 – PARTICIPAÇÃO DA FONTE RENOVÁVEL DE ENERGIA NA GERAÇÃO DE E-FER EM CADA PAÍS
- FIGURA 17 – INDICADOR DE EFETIVIDADE PARA BIOMASSA (PERÍODO 1998-2004)

- FIGURA 18 – INDICADOR DE EFETIVIDADE PARA O BIOGÁS (PERÍODO 1998-2004)
- FIGURA 19 – INDICADOR DE EFETIVIDADE PARA ENERGIA EÓLICA (PERÍODO 1998-2004)
- FIGURA 20 – INDICADOR DE EFETIVIDADE PARA PEQUENAS CENTRAIS ELÉTRICAS (PERÍODO 1998-2004)
- FIGURA 21 – INDICADOR DE EFETIVIDADE PARA ENERGIA FOTOVOLTAICA
- FIGURA 22 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CUSTOS DE GERAÇÃO E O NÍVEL DE SUPORTE (EUROS/MWh) – ENERGIA EÓLICA
- FIGURA 23 – EFETIVIDADE VERSUS LUCRO NA ALEMANHA E NO REINO UNIDO
- FIGURA 24 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CUSTOS DE GERAÇÃO E O NÍVEL DE SUPORTE (EUROS/MWh) – BIOMASSA SÓLIDA
- FIGURA 25 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CUSTOS DE GERAÇÃO E O NÍVEL DE SUPORTE (EUROS/MWh) – BIOGÁS
- FIGURA 26 – CUSTO DO SISTEMA DE PROMOÇÃO NOS PAÍSES SELECIONADOS
- FIGURA 27 – CUSTO DO SISTEMA DE PROMOÇÃO NA HOLANDA E REINO UNIDO CONSIDERANDO A META DA UE DE 9% E 10% RESPECTIVAMENTE EM 2010
- FIGURA 28 – CUSTO DO SISTEMA DE PROMOÇÃO: ALEMANHA 4,9% DE E-FER EM 2004
- FIGURA 29 – DISTRIBUIÇÃO DA POPULAÇÃO
- FIGURA 30 – CONCENTRAÇÃO DA POPULAÇÃO URBANA E RURAL – BRASIL 1980/2000
- FIGURA 31 – OFERTA DE ELETRICIDADE - BRASIL
- FIGURA 32 – MATRIZ DA OFERTA DE ELETRICIDADE 2005 (% E TWh)
- FIGURA 33 – EMISSÕES DE CO₂ POR TEP, 2003
- FIGURA 34 – OFERTA DE ELETRICIDADE E PROJEÇÃO FUTURA
- FIGURA 35 – COMO DEVERIA TER SIDO FEITO O PROCESSO DE ESTABELECIMENTO DO MARCO REGULATÓRIO

- FIGURA 36 – AGENTES INSTITUCIONAIS DE ORGANIZAÇÃO E GESTÃO DO SETOR
- FIGURA 37 – MUDANÇAS DE ATRIBUIÇÕES DOS AGENTES INSTITUCIONAIS
- FIGURA 38 – TIPOS DE LEILÕES POSSÍVEIS NO NOVO MODELO
- FIGURA 39 – AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO NO NOVO MODELO
- FIGURA 40 – AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO NO NOVO MODELO
- FIGURA 41 – IDH X NÍVEL DE ATENDIMENTO
- FIGURA 42 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL DE PCHS NO BRASIL, NO PERÍODO ENTRE 1995/2003
- FIGURA 43 – CENÁRIOS DA EXPANSÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE 2006-2027 COM PROINFA 1
- FIGURA 44 – CENÁRIOS DA EXPANSÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE 2006-2027 COM PROINFA 1 E PROINFA 2
- FIGURA 45 – SIMULAÇÕES DE CUSTOS DO PROINFA 1 2008-2027
- FIGURA 46 – SIMULAÇÕES DE CUSTOS DO PROINFA 1 E PROINFA 2 2008-2027
- FIGURA 47 – SIMULAÇÕES DE CUSTOS DO PROINFA 1 E PROINFA 2 (SOMENTE ENERGIA EÓLICA E PCH) 2008-2027
- FIGURA 48 – SIMULAÇÕES DE CUSTOS DO PROINFA 1 E PROINFA 2 (SOMENTE COM GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA) 2008-2027
- FIGURA 49 – SIMULAÇÕES DA TARIFA E DO PREÇO DO LEILÃO PARA QUE O IMPACTO DO PROINFA 1 E PROINFA 2 NÃO ULTRAPASSE 5% PARA O CONSUMIDOR FINAL
- FIGURA 50 – SIMULAÇÕES DO “PREÇO PREMIUM” DO PROINFA 1 E PROINFA 2 PARA QUE O IMPACTO AO CONSUMIDOR FINAL NÃO ULTRAPASSE 5%
- FIGURA 51 – POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DO PROINFA – T CO₂/ANO

1 INTRODUÇÃO

Depois do Relatório Brundtland, em 1987, e do termo desenvolvimento sustentável assumir a pauta das políticas nacionais e internacionais, o aumento de estratégias sustentáveis – especialmente no setor energético ganhou enorme relevância. A preocupação mundial sobre os níveis de emissões de poluentes, ocasionados por um crescente consumo de combustíveis fósseis para produção de energia, e o conseqüente impacto à base de recursos do planeta e ao clima global, trouxeram a tona o papel das fontes de energia renovável (FER) para a construção de um futuro energético mais sustentável. Aliado a isso, as discussões, que vem ocorrendo desde a última década, sobre a necessidade de garantir o acesso à energia elétrica de qualidade aos pobres nos países em desenvolvimento, vem estimulando reflexões de como alcançar isso sem degradar o meio ambiente¹.

Nesse sentido, vários organismos e iniciativas internacionais vem apoiando sistematicamente uma maior penetração de fontes de energia renovável. Como exemplo temos a conferência internacional “The World Summit on Sustainable Development (WSSD)”, realizada em setembro 2002, que discutiu a erradicação da pobreza e a mudança na forma de produção e consumo insustentáveis, e enfatizou a necessidade de se estabelecer metas em nível global para a participação de FER na matriz energética mundial.

Embora a WSSD não tenha alcançado um consenso no que diz respeito a definição das metas globais, ela representou um marco e ampliou o debate político sobre este tema. Além disso gerou uma série de outras iniciativas (regionais, nacionais e globais) com o objetivo de apoiar FER, dentre elas a criação do REEEP – Renewable and Energy Efficiency Partnership pelo Governo do Reino Unido e a decisão para a realização de uma nova conferência - International Conference for Renewable Energies conhecida como “Renewables 2004”.

¹ As “Metas do Milênio” aprovadas pelas Nações Unidas em 2000, com o objetivo de reduzir a pobreza, enfatizando ações na área de saúde, educação, infra-estrutura, gênero e sustentabilidade ambiental tem como pré-requisito a melhoria do acesso à energia elétrica. “Sem um aumento nos investimentos no setor de energia, as metas do milênio não serão alcançadas nos países mais pobres” [Energy services for the Millennium Development Goals, Millennium Project].

Essa Conferência, que ocorreu na Alemanha em 2004, pode ser compreendida como um dos principais marcos internacionais para a promoção de fontes de energia renovável, mas também não obteve sucesso no estabelecimento de uma meta global para fontes renováveis. Dentre os resultados positivos pode-se citar a assinatura da “Declaração Política” por 154 países, que se comprometem a aumentar a participação de FER no consumo final de energia e a criação de um fórum no âmbito da iniciativa REN21 (Renewable Energy Network for 21st Century) com o objetivo de juntar vários agentes na discussão das oportunidades e barreiras para a expansão das fontes de energia renovável.

Uma das principais áreas de ação, no sentido de promover as fontes de energia renovável vem sendo tomada no uso dessas fontes para a geração de eletricidade, conhecidas como E-FER (Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica). Alguns países, motivados pelas crises do Petróleo começaram, já desde a década de 70, a apoiar essas fontes, investindo em P&D. Mas somente mais tarde, a partir da década de 90, quando questões ambientais emergiram com mais força, é que houve um maior engajamento na introdução comercial dessas fontes no mercado, de forma a torná-las competitivas.

Pode-se dizer que a iniciativa desses países foi a mola propulsora por detrás do debate internacional, que enfatiza um maior uso de E-FER, de forma não apenas a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, mas também pela possibilidade de garantir a segurança do abastecimento energético, principalmente depois das duas últimas crises do petróleo (e dos altos preços praticados atualmente devido a constantes crises no Oriente Médio), pelas perspectivas econômicas e sociais, especialmente nas regiões rurais e isoladas, e, devido a redução dos poluentes locais e regionais resultando na melhoria das condições de saúde da população em geral.

Mas, um dos principais embates que essas fontes enfrentam hoje em dia é relacionado ao novo contexto econômico. A liberalização do mercado de energia abriu o mercado à competição e introduziu o conceito de eficiência e produtividade no setor. Nesse contexto, as empresas de energia elétrica, priorizando custos, tendem a não investir em E-FER – que são mais caras que a energia tradicional, e resistem fortemente a assumirem maiores encargos no que diz respeito à produção de eletricidade limpa. Por outro lado, cresce cada vez mais o apelo para o uso

dessas fontes fazendo com que governos adotem políticas de incentivos para viabilizar o uso de E-FER. Dessa forma, as indústrias de energia elétrica se vêem a frente de dois desafios: a liberalização do mercado de energia e a exigência cada vez maior do uso de fontes de energia renovável na geração de eletricidade que nos últimos anos vem sendo também uma das estratégias adotadas para o combate ao aquecimento global.

Sabe-se que na atual fase da tecnologia e do desenvolvimento do mercado, é necessário o apoio através de instrumentos de política que venham a dar suporte às E-FERs, e que eles serão necessário por aproximadamente 20 anos [1], de forma a garantir que a tecnologia possa alcançar um nível de participação competitiva com as fontes tradicionais.

A União Europeia (UE) vem se destacando no apoio às E-FERs onde pode ser observado um grande aumento na participação dessas fontes no mercado de eletricidade. A adoção de políticas e ações com o objetivo de promover E-FERs impulsionou o mercado de fontes de energia renovável, uma vez que a maioria dos Estados-membros adotaram políticas de incentivo para essas fontes.

Dentre os instrumentos de políticas existentes os principais são o “Tender System” (sistema de leilões), o “Quota System” (sistema de quotas que normalmente opera junto com os certificados verdes) e o “Feed-in Tariffs”².

Na literatura, diferentes argumentos têm sido usados para justificar os diferentes conceitos e abordagens desses instrumentos. Apesar de ainda não estar claro qual o melhor instrumentos a ser utilizado, alguns indícios podem ser obtidos analisando a experiência adquirida com a aplicação desses instrumentos na UE. O debate internacional acerca desse tema é imenso, e várias instituições de pesquisas e governamentais na Europa vêm discutindo profundamente esse assunto, que, pode-se dizer, desperta paixões, com um grupo defendendo fielmente o “Feed-in

² No decorrer deste trabalho será utilizado o termo em inglês “Feed-in” para designar esse instrumento uma vez que em português não existe uma nomenclatura fácil. Uma possibilidade seria a utilização do termo “Sistema de Aquisição Compulsória”, mas na realidade a tradução nos induz a pensar numa Tarifa de Alimentação. Na realidade, como veremos mais tarde na descrição desse instrumento, o Feed-in é um instrumento que define um preço fixo – para a alimentação da eletricidade de E-FER na rede de distribuição (existem outros instrumentos caracterizados como instrumento de preço fixo) a ser pago aos geradores de E-FER podendo (dependendo do País) obrigar as empresas distribuidoras de energia a conectarem E-FER na rede de distribuição e diminuírem a quantidade de eletricidade convencional, ou seja as empresas distribuidoras podem ter que adquirir compulsoriamente a eletricidade proveniente de E-FER – mas isso é definido na formatação da política de promoção às E-FERs e não inerente ao instrumento em si.

tariffs” como o melhor instrumento para a introdução de E-FER no mercado; e outros mostrando os pontos positivos do Sistema de Quotas (Quota System) com certificados verdes e a sua melhor adequabilidade ao mercado liberalizado.

Na realidade, na Europa, a escolha de um instrumento em detrimento de outro, até o momento, tem sido feito levando-se em consideração o maior ou menor comprometimento de um determinado país aos preceitos da liberalização do mercado. No entanto, ainda existe muita controvérsia de qual seria o melhor instrumento para promoção de E-FERs e qual seria a melhor forma de introduzi-las no mercado.

Independente dessa discussão, os estudos de casos apresentados nesse trabalho demonstram claramente uma superioridade do “Feed-in” como um instrumento eficaz e inclusive no estágio atual de desenvolvimento mais barato que o sistema de quotas. Isso não quer dizer que no futuro esse instrumento não possa ser mais adequado, quando o estágio da tecnologia e do mercado de E-FER estiverem mais maduros.

Nesse sentido, a análise da experiência europeia na aplicação desses instrumentos e os resultados obtidos podem servir como parâmetro para a formatação de políticas eficazes em outros países, como por exemplo, o Brasil – objetivo final deste trabalho.

1.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O Brasil é um País reconhecidamente produtor de energia limpa devido a grande participação de hidroeletricidade na matriz energética. No entanto o uso de fontes novas e renováveis para geração de eletricidade (E-FERs), como PCH, eólica, solar e biomassa é pequeno, quando consideramos o imenso potencial existente.

Entre as principais razões para esta situação podemos citar o grande potencial hídrico brasileiro – hoje somente 26% desse potencial são utilizados³, e o custo

³ Ao tempo de conclusão desse trabalho, o potencial utilizado, considerando os novos leilões de energia nova, passou a ser 30%.

relativamente baixo à implantação de grandes hidrelétricas. Além disso, o alto custo associado e a intermitência das E-FERs tornaram essas fontes pouco atrativas.

Apesar de algumas iniciativas no Nordeste do Brasil para instalação de energia eólica conectada à rede de transmissão, as E-FERs tiveram sua utilização restrita a pesquisa, desenvolvimento e demonstração (P&D&D) de projetos pilotos para eletrificação de comunidades rurais e isoladas, onde as grandes distâncias inviabilizavam a extensão da rede de energia elétrica.

O grande marco para o setor veio em 2002 com a aprovação da Lei 10.438 que criou o PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia), fixando metas para a participação das fontes de energia renovável no sistema interligado nacional. Conforme estabelecido na Lei, o PROINFA foi dividido em duas fases: PROINFA 1 – com o objetivo de adicionar 3.300 MW até final de 2006, divididos igualmente entre energia eólica, PCH e Biomassa; e PROINFA 2 – 10% de energia eólica, biomassa e PCH no consumo de eletricidade em 20 anos. Além disso, essa Lei também estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica na universalização do acesso à energia elétrica⁴.

Com a posse do novo governo, em 2003, maior foco foi dado à universalização do acesso, com a criação do programa “Luz para Todos”⁵. Além disso, uma das prioridades do novo governo empossado passou a ser a implantação do “Novo Modelo do Setor Elétrico”⁶ (que foi lançado em Março de 2004), aumentando o papel regulador do estado e modificando o quadro regulatório brasileiro.

Nesse novo contexto do setor elétrico, o PROINFA, que previa duas fases distintas de promoção das E-FERs, ficou com a segunda fase comprometida, pois é incerto como se dará a contratação dessas fontes dentro do Novo Modelo e qual será o papel dessas fontes dentro da política do setor elétrico, uma vez que a preocupação principal é a redução dos custos e a modicidade tarifária.

⁴ A Resolução ANEEL nº 223/2003 regulou aspectos da Lei nº 10.438/2002 e estabeleceu metas para universalização do acesso à energia elétrica, para 2015.

⁵ Lançado em Novembro de 2003 este programa objetiva antecipar o atendimento das metas de universalização para 2008, utilizando recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético.

⁶ O Novo Modelo do Setor Elétrico aumenta o papel do governo no planejamento, cria um Pool de energia elétrica, de onde as concessionárias comprarão energia elétrica e torna incerto o papel do produtor independente de energia e o ambiente de contratação da energia fora do pool.

Torna-se assim evidente, que a promoção das fontes novas e renováveis de energia no Brasil ainda carece de um enfoque no planejamento e de marcos regulatórios que permitam sua expansão sem comprometer a confiança na continuidade da política assim como resolva o problema dos custos mais elevados e de financiamento.

1.2 PROPOSTA DO ESTUDO

Diante do exposto, o presente trabalho pretende contribuir no debate acerca da promoção de fontes de energia renovável e oferecer subsídios para a introdução de uma política efetiva de incentivo às fontes de energia renovável no Brasil, tendo como base a experiência Européia.

Mais especificamente o estudo se propõe a avaliar e analisar os principais instrumentos de políticas adotados na Europa, examinando o desenvolvimento do uso de fontes novas e renováveis de energia⁷ na geração de eletricidade (E-FER) utilizando como estudo de caso o Reino Unido, a Holanda e a Alemanha.

Em particular, a análise será voltada para os instrumentos de políticas adotados para a promoção de E-FER e os impactos desses instrumentos no aumento da participação de fontes de energia renovável na geração de eletricidade. Também será avaliado o contexto político de promoção dessas fontes e o custo associado.

Em seguida, será feita uma análise do caso brasileiro, e uma evolução dos possíveis custos do PROINFA com o objetivo final de discutir os possíveis passos que podem ser dados na política de promoção à E-FER no Brasil.

⁷ No decorrer desse estudo será utilizado também o termo “Fontes de Energia Renovável” para se referir a E-FER.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

O trabalho é dividido em 6 capítulos, incluindo a introdução (**capítulo 1**) e a conclusão (**capítulo 6**), além das referências bibliográfica e **9 anexos** contendo dados complementares e as planilhas de cálculo dos cenários dos custos do PROINFA. O **capítulo 2** oferece ao leitor o contexto político europeu em que se inserem os países selecionados para o estudo de caso – onde será visto por exemplo, que existem por parte da UE diretrizes e marcos regulatórios que definem a participação de E-FER em cada País forçando a ampliação do uso de E-FER pelos países-membros e que ainda existem divergências sobre qual instrumento de promoção seria melhor para aumentar a participação de E-FER no mercado. Em seguida, o **item 2.2** oferece uma visão dos diferentes instrumentos de políticas existentes, fornecendo uma descrição de suas formas de atuação.

No **capítulo 3** é feita uma análise da aplicação dos principais instrumentos de políticas para promoção de E-FER no Reino Unido, na Holanda e na Alemanha. Nesse capítulo são apresentados inicialmente o contexto de promoção de E-FER, o ambiente político e principais barreiras encontradas em cada País na implementação de projetos de E-FER. Será observado, por exemplo, que o instrumento de promoção para fontes de energia renovável adotado na Alemanha, o “Feed-In tariffs” vem se destacando e obtendo excelente resultados. Em seguida, no **item 3.5**, de forma a avaliar o impacto de promoção de E-FER para o consumidor final, é feita uma análise comparativa da efetividade dos diferentes instrumentos de políticas adotados e uma análise do custo. O **item 3.6**, oferece uma conclusão das principais discussões do capítulo fazendo uma análise dos instrumentos de promoção adotados em cada país do estudo de caso.

No **capítulo 4** é apresentado o contexto brasileiro para fontes de energia renovável onde é apresentado um histórico da matriz energética e da política do setor. Descreve-se também o papel das fontes de energia renovável e os diversos usos no Brasil, para então no **capítulo 5** ser feita a descrição do PROINFA.

No **capítulo 5**, além da descrição do PROINFA, é feita, no **item 5.3**, uma análise da política de promoção de E-FER no Brasil e suas implicações para o PROINFA 2. De forma a verificar até que ponto a definição do PROINFA 2 poderia impactar o

consumidor final, o **item 5.4** apresenta alguns cenários sobre a evolução dos custos do PROINFA para o consumidor, e também a possibilidade de uso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo para reduzir esse impacto, uma vez que fica claramente caracterizado na condução do PROINFA a preocupação do governo com o impacto de E-FER no custo final da eletricidade. Em seguida o **item 5.5** apresenta uma discussão sobre as perspectivas do caso brasileiro a luz dos estudos de caso no Reino Unido, Holanda e Alemanha, onde é analisada a política para promoção de E-FER no Brasil e as principais limitações de forma a oferecer subsídios à política nacional. Por fim a conclusão é feita no **capítulo 6**.

2 CONTEXTO EUROPEU PARA PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA: DIRETRIZES, MARCOS REGULATÓRIOS E INSTRUMENTOS ADOTADOS

2.1 INTRODUÇÃO

Na Europa, pode-se dizer que o ponto de partida para o estabelecimento de uma estratégia comunitária, envolvendo todos os países-membros originou-se no fato de que alguns desses países, motivados inicialmente por questões ambientais, e posteriormente por causa do aumento de emissões de gases de efeito estufa, começaram a investir e a estabelecer políticas de fomento às fontes de energia renovável, principalmente na geração de eletricidade (E-FER). Essa atitude, além de demonstrar a viabilidade das E-FERs influenciou a Comissão Européia (CE) na adoção de políticas e marcos regulatórios específicos para o incentivo à essas fontes.

Já no documento: “Energy Policy for the European Union” [2] em 1995, o parlamento Europeu salientou o papel de FER e requereu o estabelecimento de um plano de ação para a promoção dessas fontes. A partir daí, o debate centrou-se no chamado “Green paper: Energy for the future – Renewable energy sources” [3], onde foi discutida uma estratégia comunitária para FER, aceita depois pelo Parlamento Europeu⁸, reafirmando a necessidade de medidas específicas para facilitar a utilização em grande escala e a fixação de objetivos por cada Estado-membro.

O primeiro documento que mostrou claramente essa posição foi o “White Paper for a Community Strategy and Action Plan” [4], em 1997. Esse documento comentou sobre a exploração desigual de FER nos diferentes Estados-membros e reconheceu o papel dessas fontes como um dos passos necessário ao cumprimento das metas de redução de gases de efeito estufa (GEE), que na época estavam em negociação para o Protocolo de Quioto. Além disso, comentava a fragilidade européia em termos de dependência energética – cuja importação ficava em torno de 50% naquela época, com estimativas de aumento para 70% em 2020 face ao aumento da

⁸ PE 221/398 final

demanda; e sendo assim, o maior uso de FER permitiria uma diminuição no nível das importações de energia, com implicações positivas para a balança comercial e para a segurança do abastecimento.

Nesse documento [4] a CE propunha como meta dobrar a contribuição de FER de 6% para 12% na produção de energia primária em 2010, o que correspondia a 22% no consumo de eletricidade gerada a partir de fontes de energia renovável (E-FER); o documento também sinalizava o estabelecimento de objetivos por cada Estado-membro de forma a somar esforços para uma crescente exploração do potencial disponível de FER e a importância disso para o desenvolvimento das indústrias nacionais e para a criação de empregos.

Dando prosseguimento a essa política a CE lançou em 2001 a Diretriz “Promotion of Electricity from Renewables Energy Source in the International Electricity Market” [5]. Esse documento estabeleceu metas para cada Estado-membro em relação ao consumo de eletricidade a partir de E-FER⁹ (que foram revisadas com a entrada dos novos Estados-membros na União Europeia); e, comentava a necessidade da simplificação dos procedimentos nacionais para autorização dessas fontes e da garantia de acesso à rede dos produtores de energia renovável. Além disso, determinava que cada estado-membro estabelecesse um sistema de garantias de origem da energia renovável.

Essa garantia de origem (que está sendo aplicada desde outubro de 2003) é baseada em um sistema de certificação. Esses certificados não são “negociáveis”, mas como forma de garantir que no futuro eles possam ser trocados dentro da comunidade europeia o documento estabeleceu que esse sistema deveria ser mutuamente reconhecido pelos Estados-membros da UE. Ficou estabelecido que a CE iria monitorar o progresso e se necessário propor metas mandatórias caso algum Estado-membro estivesse falhando na expansão de FER.

⁹ A Diretriz define como fontes novas e renováveis de energia como “fontes de energia de origem não-fóssil tais como eólica, solar, geotérmica, onda, maré, hidroeletricidade, biomassa, gás de aterro, gás de esgoto e biogases”. A proposta original da CE limitava hidro para 10 MW, mas isso foi posteriormente eliminado, ficando então a cargo de cada País definir a potência elegível como E-FER. Biomassa foi definida como sendo a fração biodegradável de produtos, resíduos de lixo e resíduos de agricultura (incluindo substâncias vegetal e animal), florestas e indústrias relacionadas, assim como a fração biodegradável do resíduo urbanos e industriais. Essa última classificação foi incluída por pressão da Holanda, Reino Unido e Itália embora a CE não estivesse de acordo. De qualquer forma essas plantas são agora consideradas E-FER desde que a hierarquia do tratamento do resíduo seja respeitada.

A Tabela 1 apresenta as metas diferenciadas para cada Estado-Membro:

Tabela 1 – Metas individuais relativa à promoção de E-FER na União Europeia¹⁰

	E-FER % in 1997	E-FER % 2010
Áustria	70	78
Bélgica	1.1	6
Dinamarca	8.7	29
Finlândia	24.7	31,5
França	15	21
Alemanha	4.5	12,5
Grécia	8.6	20.1
Irlanda	3.6	13,2
Itália	16	25
Luxemburgo	2.1	5.7
Holanda	3.5	9
Portugal	38.5	39
Espanha	19.9	29.4
Suécia	49.1	60
Reino Unido	1.7	10
Chipre	0.05	6.0
República Tcheca	3.8	8.0
Estônia	0.2	5.1
Hungria	0.7	3.6
Letônia	42.4	49.3
Lituânia	3.3	7.0
Malta	0.0	5.0
Polônia	1.6	7.5
Eslováquia	17.9	31.0
Eslovênia	29.9	33.6
EU 25	12.9	21.0

Fonte: Comissão Europeia [5]

¹⁰O cálculo do percentual de contribuição de E-FER é baseado na produção nacional de E-FER dividido pelo consumo interno bruto de eletricidade. Para EU 15 o ano de referência foi 1997. Para EU10 (República Tcheca, Estônia, Chipre, Letônia, Lituânia, Hungria, Malta, Polónia, Eslovénia and Eslováquia), o ano de referência é baseado nos dados de 1999-2000.

Como na UE existem vários instrumentos de incentivos sendo utilizados na política para promoção de E-FER (ver anexo 1) a Diretriz [5] sinalizou a necessidade de a Comissão Europeia avaliá-los até outubro de 2005 e, se necessário, apresentar uma proposta de harmonização dos procedimentos.

Os principais instrumentos de incentivo utilizados na Europa para promoção de E-FER são: Sistema de Leilão - “Tender System”; Sistema de Quotas - “Quota Obligation Systems” (com certificados verdes) e “Feed-in Tariffs”. Esses instrumentos normalmente coexistem com outros instrumentos tais como incentivos fiscais e apoio à pesquisa e desenvolvimento.

Embora a Diretriz tenha mencionado a necessidade de uma avaliação dos diversos instrumentos existentes na Europa, BUSCH [6] comentou na época que o documento tenderia a privilegiar o sistema de quotas com certificados verdes (ao estabelecer um sistema de certificação da origem) com o objetivo de garantir no futuro um sistema de comercialização.

No entanto, parece não haver ainda um consenso de qual instrumento seria melhor para a promoção das fontes de energia renovável na Europa. O documento de avaliação, que tinha sido proposto na Diretriz, foi publicado em dezembro de 2005 [7] e sinalizou que o “Feed-in tariffs” é atualmente mais barato e mais efetivo do que o Sistema de Quotas, especialmente no caso da energia eólica. E apontou como uma das razões para o Sistema de Quotas ser mais caro, o alto risco para o investidor devido a imaturidade desse mercado. Além disso, mencionou que uma proposta de harmonização no estágio atual de desenvolvimento das políticas de promoção para E-FER não seria ainda desejável e que poderia ser saudável ter os diversos sistemas competindo entre si, pelo menos até que mais experiência possa ser obtida.

Na literatura, diferentes argumentos têm sido usados para justificar os diferentes conceitos dos instrumentos de política para promoção de E-FER. O Sistema de Quotas é visto como sendo o mais alinhado com o mercado. No entanto, uma análise elaborada por HVELPLUND [8] mostra que nem o sistema de quotas com certificados verdes nem o “feed-in” podem ser classificados como totalmente alinhado com as premissas de mercado. No sistema de quotas a quantidade de E-FER é especificado pelo governo enquanto o preço é determinado pelo mercado. Já no “feed-in”, o preço da E-FER é especificado pelo governo, enquanto a quantidade

é determinada pelo mercado. Portanto ambos os modelos são uma mistura de mercado e regulação.

Longe de se esgotar, esse assunto tem gerado muita polêmica nos círculos acadêmicos e políticos. Na literatura vários estudos [6][7][8][9][10][14][18][19][20][21][22][34][40][76][77] vêm sendo feitos no sentido de analisar e avaliar esses instrumentos, assim como identificar o porque da escolha de um instrumento em detrimento de outro.

Baseado nesses estudos, e em dados obtidos das agências governamentais, é que será feito, no capítulo 3, um levantamento do estado da arte da aplicação desses instrumentos no contexto europeu. Mas antes, logo a seguir, é apresentada uma caracterização geral dos instrumentos de promoção.

2.2 CLASSIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA O APOIO ÀS FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (E-FER)

Para que se possa compreender melhor a aplicabilidade e escopo de cada instrumento de promoção é relevante tentar classificá-los apresentando todas as opções e enfoques existentes atualmente. Isso é interessante para sistematizar a forma de atuação de cada instrumento e fornecer aos tomadores de decisão melhor clareza na condução da política de promoção. Na realidade essa classificação é apenas teórica, uma vez que os instrumentos de políticas são implementados como parte de uma política mais ampla, em que um conjunto de políticas e marcos regulatórios são interrelacionados.

Os instrumentos de política podem ser classificados de acordo com diferentes critérios, por exemplo, se eles interferem na demanda ou na produção ou se subsidiam aumento na capacidade ou na geração.

A Tabela 2 abaixo mostra a classificação desses instrumentos, apresentando todas as opções que são atualmente aplicadas na promoção de E-FER. Essa classificação é uma das tentativas de se colocar juntos todos os instrumentos e enfoques. Vale

ressaltar que outras tentativas já foram feitas¹¹ [1] [20], que divergem ligeiramente da apresentada abaixo, inclusive em termos de definição e escopo de aplicação do instrumento.

Tabela 2 – Classificação dos Instrumentos de Políticas

		Direto		Indireto
		Preço	Quantidade	
Sistema Regulado	Focalizado no Investimento	• Subsídio Financeiro • Incentivos Fiscais	• Sistema de Leilão (Tender system) (sistema de leilão)	• Taxas Ambientais
	Baseado na geração	• Feed-in tariffs • Incentivos Fiscais	• Sistema de Leilão (Tender system) • Sistema de Quotas com certificados verdes	
Sistema Voluntário	Focalizado no Investimento	• Programa de acionistas • Programas de Financiamento	• Acordos voluntários baseados na definição de uma quantidade* com certificados verdes	• Acordos Voluntários
	Baseado na geração	• Tarifas verdes (Green tariffs)		

Fonte: Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research [34]

* elaboração própria, a partir do estudo de caso da Holanda no capítulo 3

A primeira distinção que se faz é entre instrumentos de política direto e indireto. Os instrumentos políticos diretos têm como objetivo promover as fontes de energia renovável, enquanto que os indiretos são voltados para promover políticas “fora” do setor de energia renovável, mas que acabam tendo um impacto positivo na promoção de E-FER, como por exemplo, taxas sobre o uso de combustíveis fósseis,

¹¹ Alguns autores mencionam P&D como um instrumento direto (o que não foi abordado na classificação acima) e fazem a distinção entre os instrumentos classificando-os como “medidas financeiras” onde englobam medidas fiscais, P&D, subsídios financeiros e inclusive o Feed-in e o sistema de leilão nessa categoria. A diferença observada na literatura acerca da classificação dos instrumentos pode ser atribuída às diferentes escolas existentes na argumentação desses instrumentos e a um maior envolvimento ou não no setor de energias renováveis.

taxas sobre emissões das indústrias, para incentivar o uso eficiente da energia ou para reduzir as emissões de gases poluentes e de efeito estufa. Essas taxas encarecem o uso da energia convencional facilitando assim investimentos em tecnologias mais limpas. Além disso, um benefício a mais, associado a essas taxas é quando o governo define políticas de isenção ou redução dessas taxas para estímulo às E-FERs.

Os acordos voluntários que funcionam como um instrumento indireto são aqueles realizados entre o governo e a indústria que venham a influenciar indiretamente a promoção de fontes de energia renovável, tais como acordos para redução de emissões de gases de efeito estufa. Esses acordos voluntários influenciam (também nesse caso) a elaboração de políticas por parte do governo que pode oferecer (no ambiente regulado) uma redução fiscal ou isenção das taxas ambientais aplicadas sobre o uso combustível fóssil ou emissões de poluentes para que a eletricidade de energia renovável possa ser viável. Um outro enfoque, deduzido a partir do estudo de caso na Holanda, (que parece ser o único País com esse caso até o momento) são os acordos voluntários que definem uma quantidade de energia renovável a ser produzida ou consumida. Este caso poderá ser visto melhor no capítulo 3, item 3.3.

Os instrumentos diretos podem ser classificados pelo estímulo ao preço ou à quantidade: um grupo de instrumentos tem um impacto no preço da energia renovável ou tenta facilitar o mercado através do estabelecimento de um “preço-premium”; outro grupo, de natureza regulatória, define a quantidade mínima de energia renovável a ser produzida ou consumida.

A seguir é feita uma pequena descrição dos principais instrumentos utilizados para promoção de E-FER no contexto europeu:

Feed-in Tariffs → O “Feed-in tariffs” tem sido reconhecido por ser o mais capacitado para promover E-FER, baseado nos resultados obtidos na Alemanha, Espanha e Dinamarca.

Nesse sistema, é pago um “Preço Premium” para a eletricidade gerada a partir de E-FER e colocada na rede de energia elétrica. O governo estabelece o preço da

eletricidade gerada a partir de fontes renováveis (que pode depender de vários fatores). As empresas de energia são obrigadas a comprar eletricidade de E-FER pelo preço estabelecido. A duração do subsídio é um parâmetro importante para garantir a efetividade desse instrumento.

O “Feed-in tariffs” pode ser aplicado separadamente para cada tecnologia e pode também incluir uma taxa de regressão anual no valor do “Preço-Premium” de forma a promover a eficiência das tecnologias agraciadas com o subsídio (como no caso da Alemanha).

Quota System com →
Certificados Verdes

Esse instrumento, apesar de ser relativamente novo, tem se tornado cada vez mais comum. Esse sistema – também conhecido como Renewable Portfolio Standard (RPS) ou Meta de Energia Renovável (Renewable Energy targets) – tem como objetivo promover a geração de energia renovável aumentando a demanda por eletricidade renovável. Isso é feito estabelecendo-se (pelo governo) a quantidade ou porcentagem de eletricidade que deve ser produzida a partir de E-FER.

A obrigação é imposta normalmente sobre o consumo (frequentemente através das empresas distribuidoras de energia), mas existe um caso (na Itália) em que a obrigação é aplicada sobre a produção. Os governos podem optar por tipos de tecnologias e é também aplicada normalmente uma multa para quem não cumpre a obrigação (meta a ser atendida)

Uma vez definida a quantidade, um mercado paralelo de certificados verdes de energia renovável é estabelecido de acordo com as condições de demanda e geração (estabelecida pela regulação). A venda dos certificados

verdes garantem aos produtores de E-FER um valor adicional em relação ao valor da venda da eletricidade no mercado. Os certificados também podem ser comercializáveis entre as companhias de energia elétrica caso alguma delas não consiga atender a meta estipulada pelo governo.

Tender System → Esse sistema envolve um processo de leilão, administrado pelo governo, através do qual os empreendedores de fontes de energia renovável concorrem para ganhar os contratos (PPAs – power purchase agreements) ou para receber um subsídio de um fundo administrado pelo governo. São agraciados com o contrato, aqueles que fazem a oferta mais competitiva.

Podem existir leilões separados por tipos de tecnologias (conhecidos no jargão como bandas-tecnológicas - technological bands) e as empresas de energia são obrigadas normalmente a comprar a eletricidade pelo preço proposto pelo ganhador do contrato (às vezes apoiado por um fundo governamental).

Subsídios Financeiros → Como fontes de energia renovável são frequentemente intensiva em capitais (apesar de possuírem baixos custos de operação), os governos podem oferecer subsídios financeiros para tecnologias de E-FER (estabelecendo, ou um valor por kW (\$/kW), ou uma porcentagem (%) sobre o investimento total.

O tipo mais conhecido e utilizado é o “Subsídio ao Investimento”, possivelmente pela facilidade e viabilidade administrativa e política. No entanto esse instrumento é criticado por não ter um mecanismo que

incentive a eficiência de um projeto de geração de E-FER. Por isso, alguns agentes do mercado defendem a utilização do “Subsídio a Produção” exatamente por possuir um maior controle sobre a eficiência de operação.

Incentivos Fiscais → Esse instrumento pode ser aplicado de várias formas para promover E-FER: isenção das taxas aplicadas ao uso da energia para fontes de energia renovável; reembolso de taxas para eletricidade verde; redução de impostos; benefícios fiscais para aqueles que investirem em fontes de energia renovável; e etc.

Certificados Verdes de Energia Renovável → Os certificados verdes não são considerados um instrumento de política, mas apenas um instrumento para verificar a quantidade produzida de eletricidade a partir de E-FER. São comumente usados no sistema de quotas, mas eles também podem ser utilizados nos chamados “Acordos Voluntários” para verificar e monitorar a produção e venda de eletricidade, e para facilitar o mercado.

Os certificados fornecem um sistema de contabilidade para autenticar a fonte de energia e para verificar se a demanda foi atendida. A demanda pode ser voluntária, baseada na conscientização do consumidor que paga um valor a mais para obter eletricidade verde ou pode ser imposta pelo governo (como no Quota Obligation System). Nesse caso são aplicadas multas caso a obrigação não seja cumprida.

O próximo capítulo oferecerá um panorama ao leitor da aplicação dos instrumentos de promoção de E-FER nos países selecionadas.

3 UMA APLICAÇÃO PRÁTICA DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOÇÃO DE E-FER – A EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA.

3.1 INTRODUÇÃO

O começo para a política de promoção das fontes renováveis de energia no Reino Unido, Holanda e Alemanha divergem em termos de enfoque. Enquanto no Reino Unido e na Holanda a promoção das fontes de energia renovável foi atrelada a liberalização do mercado de energia elétrica, na Alemanha a liberalização veio mais tarde e a política de promoção de E-FER foi menos orientada por critérios de eficiência e competitividade. Na Holanda, por exemplo, o argumento principal era o de não proporcionar qualquer obrigação ao governo ou a indústria, baseando a sua política principalmente na voluntariedade, e passando à mão dos consumidores a responsabilidade de promover E-FER.

Além disso, uma outra diferença no começo da política de promoção de E-FER (que mostrou ser crucial depois), foi o fato de a tomada de decisão na Alemanha ser dividida entre os níveis federal, regional e municipal, o que fortaleceu a indústria de fontes renováveis e facilitou as atividades de lobbies dos simpatizantes de E-FER para a elaboração de projetos e para a construção de uma política de promoção de E-FER. O contrário pode ser visto no Reino Unido e na Holanda cujo sistema político era centralizado e não havia forte representação política da indústria de energia renovável.

Dessa forma, os instrumentos adotados refletiam no fundo a condução da política energética de cada País e seu maior ou menor enquadramento aos preceitos de mercado diante da liberalização do mercado de energia e a maior ou menor participação da esfera de poder local na condução da política energética. Logo, o instrumento adotado na Alemanha foi o “Feed-in tariff”; no Reino Unido o Sistema de Leilões (Tender System) e posteriormente o Sistema de Quotas (Quota Obligation) com certificados verdes; e na Holanda, um misto de diferentes instrumentos, sendo os mais importantes o sistema de isenção de taxas e os certificados verdes em bases voluntárias e posteriormente o “Feed-in tariffs” (adotado como forma de

corrigir os rumos em 2003 para solucionar a pouca efetividade na construção de capacidade doméstica de E-FER)

De acordo com SUCK [9] *“... analisando o desenvolvimento da política para fontes de energia renovável no Reino Unido e na Alemanha em comparação ao pano de fundo criado pelo mercado de energia competitivo (...) diferentes abordagens no plano regulatório objetivavam alcançar um aumento da participação de fontes renováveis (...) apesar de as condições geográficas e de vento serem mais favoráveis no Reino Unido, a Alemanha experimentou um maior aumento da capacidade instalada de eólica (...) dois fatores podem ser considerados: os paradigmas políticos que dominavam a política energética dos dois países quando a política para fontes renováveis começou a ser desenhada e o sistema político-administrativo dos países (i.e. um estado unitário e centralizado no Reino Unido e um estado federalista na Alemanha com a participação do poder local) (...) A influência pode ser vista também nas reformas das políticas para fontes de energia renovável: no Reino Unido com a vitória do “Labour Party” (1997) mudou o paradigma da “liberalização”, o que resultou em reformas na política energética (inclusive com a adoção do sistema de quotas para promoção de E-FER) e aumentou a preocupação com questões ambientais e o aquecimento global. Na Alemanha a liberalização tardia do mercado de energia (1998) resultou na reforma do feed –in tariffs, onde foi incluído uma taxa de decaimento no subsídio de forma a refletir a redução dos custos e aumentar a competitividade das fontes...”*

A Tabela 3 abaixo apresenta um quadro comparativo de forma a situar o leitor de como a orientação da política influenciou na escolha do instrumento:

Tabela 3 – Orientação política para promoção de E-FER nos Países selecionados

	Instrumento de Política	Período	Características	Orientação da política energética
Reino Unido Sistema político administrativo unitário, Mercado de eletricidade centralizado Liberalização do setor final dos anos 80	• Sistema de Leilão (Tender System)	1990 – 1998	Chamadas públicas para uma determinada quantidade de energia renovável. A oferta mais barata ganhava o contrato	Fortemente orientado pelos preceitos da liberalização
	• Sistema de Quotas com certificados verdes	2002 em diante	Definição de uma quota pelo governo. Multa para as empresas que não atenderem a quota Possibilidades de comercialização dos certificados verdes	Reorientação da política energética devido: mudança no Governo, maior preocupação ambiental, Protocolo de Quioto, fracasso da política anterior para promoção de E-FER
Holanda Sistema político administrativo centralizado Liberalização do setor final dos anos 80	• Acordos Voluntários	1990 em diante	Acordos entre o governo e as empresas de energia para atender metas voluntárias	Fortemente orientado pelos preceitos da liberalização e do crescente mercado de gás para geração de eletricidade

	• Isenção de taxa	1997 em diante	Consumidores de fontes de energia renovável não pagavam a Ecotaxa (taxa aplicada sobre o consumo de gás e eletricidade)	Preocupação principal era não trazer maiores encargos para a indústria de eletricidade
	• Feed-in tariffs	2003 em diante	Preço premium acima do valor da energia convencional	Mudança na política devido a pouca efetividade na construção de capacidade doméstica – atendimento a meta da Diretriz europeia como fator determinante
Alemanha Sistema político-administrativo federalista – descentralizado Liberalização do setor final dos anos 90	• Feed-in tariffs	1991 em diante	Preço-fixo por tipo de tecnologia (\$/kWh) – preço premium acima do valor da energia convencional	Pouco orientado por questões de eficiência e competitividade

	• EEG – Reforma	2001 em diante	Foi incluído uma taxa de decaimento no “preço premium” para garantir avanços tecnológicos e redução de preços	Continuidade da política existente com alguns ajustes devido: mudança do governo, liberalização do mercado de energia na Alemanha, problemas com a indústria de energia relacionado ao preço no Feed-in tariffs
--	--------------------	----------------------	---	--

Enquanto na Alemanha a política adotada vem se mantendo constante, apenas com alguns ajustes, observam-se no Reino Unido e na Holanda modificações na condução da política. Isso se deve principalmente a pouca efetividade dos instrumentos adotados em contrapartida ao sucesso obtido no “Feed-in tariffs”.

Os próximos itens exemplificam a aplicação dos instrumentos de promoção nos países selecionados e oferecem uma boa visão dos resultados e principais problemas e entraves encontrados na condução das políticas.

3.2 REINO UNIDO

3.2.1 CONTEXTO POLÍTICO

O Reino Unido apresenta um sistema de governo centralizado [9], que concede ao governo grande capacidade de controle sobre as reformas políticas. Em função disso existe pouca participação dos níveis local e regional de governo que por sua vez possuem pouca capacidade política e financeira¹² [7]. A indústria de energia

¹² O governo Blair vem introduzindo uma maior participação do nível local e regional

renovável possui pouca representação política¹³ e as organizações ambientais, tradicionais na Inglaterra, exercem seu papel para a promoção das fontes de energia renovável [10].

Os primeiros passos no sentido de incentivar fontes de energia renovável ocorreram a partir da década de 70, com programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Nessa época, o foco principal era voltado para projetos de grande escala (em detrimento de projetos descentralizados e de pequena escala) e tecnologias que até hoje ainda não se tornaram viáveis: eólica de 3 MW (turbina Orkney), energia das marés e HDR – Hot Dry Rock¹⁴ (uma forma de energia geotérmica que é obtida através das rochas) . Ou seja, é possível dizer que os recursos foram erroneamente direcionados àquelas tecnologias que tinham menos chance de frutificar no futuro. Esse fato pode ser explicado pela estrutura monopolizada e nacionalizada do setor de eletricidade – dominado pela CEGB - Central Electricity Generating Board, - que além do mais privilegiava projetos de grande escala. *“Essa estrutura era particularmente adequada para a expansão de energia nuclear”* [11], que era a fonte energética que despertava maior interesse na época.

No final dos anos 80, o desafio da liberalização e da privatização dominava o cenário político no Reino Unido – que foi o primeiro país Europeu a privatizar o setor de eletricidade e a abrir o mercado à competição em 1989. Essa transição era profundamente dominada pelo desafio de expandir e assegurar o abastecimento de energia e ao mesmo tempo garantir um preço razoável ao consumidor final.

Com o fracasso até então na promoção de fontes de energia renovável, o foco, passou a ser nas tecnologias mais competitivas e na introdução de uma política (mais) alinhada com os preceitos de mercado, num ambiente competitivo, e de reestruturação do setor elétrico. *“Dessa forma, a promoção de fontes de energia renovável na geração de eletricidade (E-FER) foi atrelada ao escopo de uma política já existente para apoiar energia nuclear, que tinha um mecanismo de suporte chamado NFFO – Non Fossil Fuel Obligation”* [12].

¹³ Nos últimos anos a indústria de energia eólica vem aumentando sua participação nas decisões políticas

¹⁴ Esse tipo de tecnologia permite a circulação de um fluido, injetado entre as fraturas das rochas “quentes”. Com a troca de calor, o fluido transmite calor para a superfície, onde pode ser convertido em energia.

Inicialmente o NFFO (criado em 1990) era somente para assegurar um lugar para a indústria de energia nuclear no Reino Unido (já que a privatização dessa fonte de energia não era um aspecto fácil). Mas simpatizantes das fontes de energia renovável viram a possibilidade de introduzir E-FER, oferecida pela terminologia dada a esse mecanismo de suporte, e assim, garantir alguma forma de apoio para o seu desenvolvimento [9].

A pouca efetividade alcançada com a promoção de E-FER, dentro do NFFO, levou o Reino Unido a reformular sua política, adotando um novo modelo: Sistema de Quotas com certificados verdes (chamado “Quota Obligation”). Esse novo modelo foi adotado em um ambiente político que tinha maiores preocupações ambientais mas mesmo assim ainda queria como instrumento de promoção de E-FER um sistema “entendido” como mais alinhado com o mercado.

3.2.2 ENERGIA RENOVÁVEL E INSTRUMENTO DE POLÍTICA ADOTADO

3.2.2.1 NFFO – *NON FOSSIL FUEL OBLIGATION*

A primeira iniciativa para introdução de fontes de energia renovável começou em 1988, quando o Governo Britânico demonstrou interesse no desenvolvimento e exploração dessas fontes [9]. Apesar de tímidas, essas iniciativas permitiram a ampliação do NFFO (que a princípio tinha sido criado para garantir a compra da eletricidade gerada por fonte nuclear), incluindo em seu escopo fontes de energia renovável.

O NFFO obrigava as empresas distribuidoras a comprar uma certa quantidade de eletricidade gerada por outras fontes que não fossem a base de combustíveis fósseis. Em outras palavras, o NFFO assegurava a compra de eletricidade gerada a partir de energia nuclear e mais tarde de E-FER, pagando um “preço premium” (estabelecido num leilão) – acima do valor da energia convencional. Esse sistema era financiado por um imposto sobre o uso de combustíveis fósseis, chamado “Fossil Fuel Levy (FFL)”, que era pago pelo consumidor final.

Mas, com o foco da política direcionado principalmente para energia nuclear, somente uma pequena quantidade do orçamento era destinado ao apoio da geração de energia renovável. Até 1996 mais de 90% do orçamento da FFL era usado para

subsidiar energia nuclear (Nuclear Obligation). Diante desse quadro, a Comissão Europeia ameaçou não aprovar o “Fossil Fuel Levy”, argumentando que a “Lei de Competições Europeia” só permitiria um subsídio tão importante em determinados casos como por exemplo, se os recursos fossem aplicados de forma a obter benefícios ambientais específicos [9].

Como resultado, e apenas por causa desse fato, e não motivados por uma expectativa de maior desenvolvimento das E-FERs, em 1998, 49% do orçamento da FFL passou a ser aplicado para fontes de energia renovável¹⁵. *“Portanto uma das razões para o aumento da participação das E-FER no orçamento da FFL foi evitar a ameaça da aplicação da Lei de Competições Europeia”* [9].

O Departamento de Indústria e Comércio (Department of Trade and Industry -DTI), que era o órgão responsável pela regulação da indústria de energia, tinha como atribuição definir a quantidade de energia renovável que seria elegível para receber o subsídio da FFL. Segundo SUCK [9], *“Essa definição era baseada no princípio de “quota regulation” (ou seja o governo definia uma quota para ser licitado no leilão), o que demonstrava forte envolvimento do governo central na definição e implementação dos projetos de fontes de energia renovável. Assim, a política para promoção das E-FER iniciou com um enfoque “Top-Down” da administração pública, ou seja o governo tinha o papel central de definir a capacidade de geração que iria ser subsidiada e o tipo de tecnologia que seria contemplada no leilão (chamadas no Reino Unido de “Bandas tecnológicas”-technology bands).*

Em 1990 o governo decidiu contratar 1.500 MWdnc¹⁶ de E-FER para entrarem em operação até 2000. Como o instrumento utilizado era o “Tender System” foram realizados vários leilões. A chamada pública era feita por tipo de tecnologia de forma que não competiam entre si, mas apenas dentro das suas “bandas tecnológicas”. A partir daí os procedimentos seguiam da seguinte forma:

- O DTI estipulava um preço máximo no leilão (por tipo de tecnologia) a partir do qual as ofertas deveriam ser feitas.

¹⁵ Vale ressaltar que durante esse período houve uma tremenda redução no orçamento total da FFL, apesar do aumento da participação das fontes de energias renováveis.

¹⁶ MWdnc = Megawatt Declared Net Capacity onde “dnc” é a equivalência da planta que opera na base que iria produzir a mesma quantidade média anual de eletricidade

- Os produtores de E-FER, ofereciam uma determinada quantidade e o preço/kWh (abaixo do preço máximo) dentro da sua “banda tecnológica”.
- Após a oferta, o DTI graduava os produtores de E-FER de acordo com os preços oferecidos e a capacidade ofertada.
- As ofertas mais baratas eram aceitas e as quantidades eram contabilizadas até preencher a capacidade requerida no leilão. A última oferta que preenchia a capacidade requerida (mas abaixo do preço máximo), determinava o “preço premium” para todas as outras ofertas que “passaram” pela graduação do DTI¹⁷.

Portanto, o DTI determinava o valor máximo a ser aceito como oferta de preço para as diferentes bandas tecnológicas. E, os produtores só sabiam do valor final a ser pago pela geração de uma determinada “banda tecnológica” após o processo de licitação ser finalizado [9].

Somente os produtores de E-FER que aceitavam o valor estipulado pelo DTI ganhavam os contratos e estavam aptos a receber o subsídio, que era baseado na definição de um “preço-premium” (por tipo de tecnologia) acima do valor da eletricidade convencional praticada no mercado de energia elétrica.

Ao todo houve cinco chamadas públicas para o leilão, que resultou na redução de preços, o que pode ser atribuído parcialmente ao fato de principalmente os melhores sítios (de eólica) estarem envolvidos.

No entanto, observa-se nas últimas rodadas do NFFO uma diferença entre os projetos contratados e os que entraram em operação: 79% dos projetos contratados no NFFO 1 entraram em operação contra 33% no NFFO 5 [13]. Segundo SUCK [9], *“isso pode ser atribuído ao foco excessivo na competição e também na*

¹⁷ Não fica claro na literatura se a última oferta (que consequentemente possui o maior preço/kWh) determinava o valor do preço premium para toda a energia contratada, ou se a partir desse último valor ofertado era feito um sistema de cálculo (uma média ponderada) para determinar o preço premium.

característica centralizada do sistema de planejamento na UK¹⁸ o que restringe a implementação de projetos descentralizados de energia renovável. Outro motivo, mais sério, seria o fato de os geradores de energia renovável colocarem o preço da oferta abaixo dos seus custos de geração, o que pode ser explicado pelo fato de que o contrato era aplicado para futuros projetos que tinham um prazo para iniciar a operação em cinco anos. Assim, a expectativa por um maior desenvolvimento da tecnologia e conseqüentemente o decaimento do custo da energia faziam com que os geradores de energia renovável fizessem o cálculo dos custos de produção em bases decrescentes”.

A Tabela 4 abaixo apresenta a situação atual dos projetos do NFFO e a diferença entre o número de projetos contratados e em operação. É importante ressaltar que o mercado de eletricidade no Reino Unido é composto por três mercados distintos: Inglaterra & Gales, Escócia, e Irlanda do Norte. Todos esses três mercados fizeram parte desse sistema de promoção de E-FER.

Tabela 4 – Situação dos projetos do NFFO em 30 de Junho de 2005

Tecnologia	Projetos Contratados		Projetos em Operação	
	No.	MW dnc	No.	MW dnc
Biomassa	32	255,96	9	106,51
Hidro ¹⁹	146	95,41	70	49,34
Gás de aterro	329	699,71	242	510,06
Resíduos industriais e municipais	90	1398,15	22	261,02
Gás de esgoto	31	33,86	24	25,03
Onda	3	2,00	1	0,2
Eólica	302	1153,73	100	245,57
Total	933	3.638,84		1.197,77

Fonte: DTI, 2005 [13]

¹⁸ Os planejadores locais e regionais normalmente dão mais ênfase a fatores ambientais locais do que a metas de energias renováveis operadas no nível nacional. Sendo assim a ausência na capacidade de planejamento no nível regional e local e a ausência de consciência para geração de energia sustentável reforçou a existência de campanhas contra os projetos de energias renováveis (especialmente contra a energia eólica) (Suck, 2002; Cleirigh, 2001; Thomson 2001; Departament for Transport 2002)

¹⁹ Como até recentemente hidroeletricidade de qualquer tamanho e potência eram consideradas dentro da política de promoção de E-FER em alguns países, neste trabalho será utilizado o termo “hidro” para se referir a essa fonte de energia, seja de grande porte ou pequeno porte. Apenas nos últimos anos essa classificação vem sofrendo alterações privilegiando PCHs. No entanto, fica a cargo de cada País definir até qual capacidade (MW) será considerada como PCH nas políticas para promoção de E-FER.

O NFFO apoiou cerca de 85% de toda a produção de energia renovável no Reino Unido [14], no entanto a participação de E-FER chegou a apenas 2,7% no ano de 2000, contra 1,9% em 1990

3.2.2.2 RO – RENEWABLE OBLIGATION

Em 1997, com a eleição do novo governo²⁰, uma maior discussão a respeito do mercado de gás e eletricidade foi iniciada. A dificuldade obtida no estabelecimento de um mercado competitivo provou ser uma tarefa muito difícil e assim, algumas reformas precisavam ser feitas de forma a melhorar as condições de competição no mercado atacadista de energia. Essas reformas foram acompanhadas de uma maior conscientização social e ambiental no governo e conseqüentemente do papel das empresas de energia dentro desse novo “conceito”: O lançamento do “Green Paper” do Reino Unido, em 1998 reconhecia o impacto da indústria de energia sobre o meio ambiente e comentava *“que os marcos regulatórios deveriam ser estabelecidos de forma a assegurar a positiva contribuição da indústria de energia para as estratégias do governo para o desenvolvimento sustentável”* [15].

Além disso, contribuíam para esse quadro a adoção do Protocolo de Quioto, as diretrizes da Comissão Europeia para o atendimento de metas de geração a partir de fontes de energia renovável por cada Estado-membro, e, principalmente, a pouca efetividade alcançada na promoção de E-FER no NFFO. Tudo isso contribuiu positivamente para que o governo declarasse uma meta ambiciosa de redução de gases de efeito estufa (Climate Policy) e promoveu a motivação necessária para aproveitar a reforma do mercado de gás e eletricidade para fazer uma reforma na política de promoção de E-FER. No entanto, é importante ressaltar, que mesmo aumentando a dimensão social e ambiental do governo, a reforma da política de promoção de E-FER permaneceu atrelada aos preceitos de mercado, e era fortemente influenciado pelo fato de no futuro os certificados verdes poderem ser comercializados no âmbito dos países europeus.

Assim, em 2000, foi introduzido o “The Utilities Act” que estabeleceu um novo marco regulatório para os mercados de gás e eletricidade. A parte mais importante dessa reforma foi a criação do “New Electricity Trading Arrangements” (NETA), que

²⁰ Labour Party

começou a operar em Março de 2001²¹ e o “Renewables Obligation” (RO) que começou a operar em Abril de 2002. O RO vem sendo operado desde então na Inglaterra & Gales e Escócia; e desde Abril de 2005 na Irlanda.

O RO é um modelo de política baseado no Sistema de Quotas com certificados verdes. É uma obrigação imposta às empresas distribuidoras de energia elétrica que tem que fornecer uma certa quantidade de eletricidade a partir de E-FER para os seus consumidores. Essa quota começou com 3% em 2003 e aumenta gradualmente até atingir 10% em 2010. Recentemente, devido a alguns questionamentos dos empreendedores de E-FER quanto à política no longo prazo, o governo aumentou a meta para 15% em 2015. O OFGEM (Office for the Gas and Electricity) é o órgão responsável pela implementação e monitoramento do RO. O custo para o consumidor final é limitado (pelo valor da multa aplicada pelo não cumprimento da obrigação) e a “obrigação” é garantida na Lei até 2027.

O “Utilities Act” também criou uma taxa chamada “Climate Change Levy – CCL”, aplicada sobre o uso da energia para os setores privados e públicos. O principal objetivo dessa taxa é encorajar a eficiência energética e reduzir as emissões de dióxido de carbono. Em 2001 a CCL foi em torno 63 € /MWh. Os geradores de energia renovável podem solicitar isenção da taxa, já que a energia através de E-FER não contribui para o aquecimento global [16]. Isso funciona como mais um incentivo para que os distribuidores de energia e os grandes consumidores utilizem E-FER. Auto produção de eletricidade através de E-FER também é isenta da taxa.

O “Renewable Obligation” funciona da seguinte forma (Figura 1):

- Todo gerador de energia renovável pode solicitar ao OFGEM seu registro e se candidatar aos certificados verdes (conhecidos como ROCs na Inglaterra & Gales e SROCs na Escócia). Essa solicitação é voluntária e os geradores devem preencher certos requisitos exigidos antes de receber os ROCs. Cada ROC equivale a 1 MWh de eletricidade renovável produzida. O gerador de E-FER pode vender os ROCs aos distribuidores junto ou separado da eletricidade gerada.

²¹ O NETA foi criado para melhorar as condições de competição de mercado no Reino Unido e promover a redução de preço da eletricidade, já que o modelo de liberalização adotado em 1989 falhou em levar a competição ao mercado atacadista.

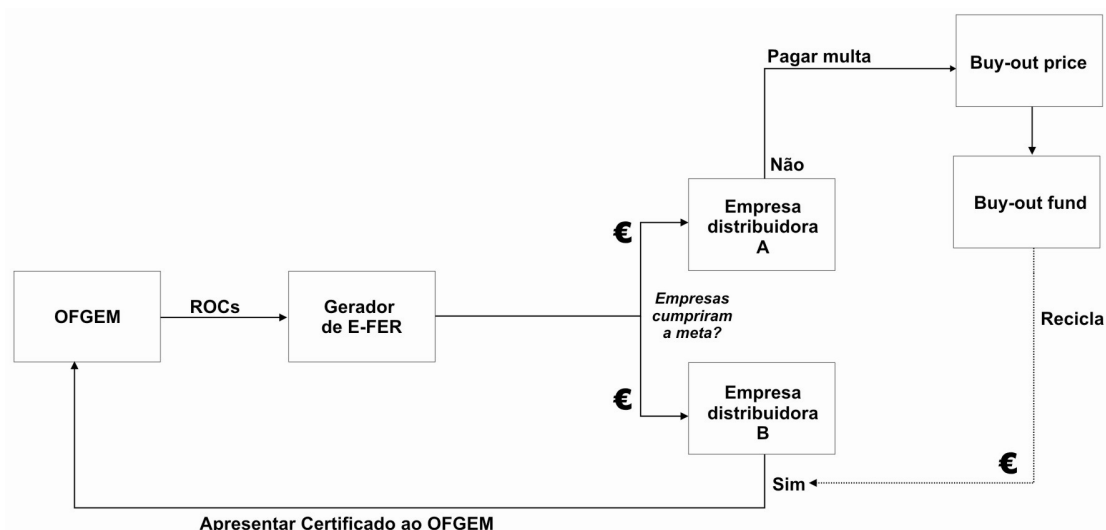
- Cada empresa distribuidora deve apresentar ao OFGEM um número de ROCs correspondente a sua meta naquele ano. Se ela não tiver o número de ROCs suficiente para cobrir sua meta, então deve pagar uma multa conhecida como “Buy-out Price” para um fundo chamado “Buy-out Fund”
- As empresas distribuidoras que tenham ultrapassado o atendimento da meta naquele ano, ou seja, possuem ROCs excedentes podem revender esses ROCs a outras empresas distribuidoras. No caso de a empresa ter comprado ROCs excedentes dos geradores de E-FER pode optar por não “consumir” a eletricidade de E-FER naquele momento, e deixar para consumir a eletricidade quando da venda do certificado verde à outra empresa de distribuição.

A multa (buy-out price) a ser paga pelos distribuidores de energia foi definida em torno de 33,24 £ /MWh (48 €/MWh) para o período 2006-2007²² [17]. Essa multa age como um “tampão” do valor máximo que pode ser cobrado do consumidor final. Uma das características do sistema adotado no Reino Unido é que o dinheiro arrecadado com as multas (Buy-out Fund) retorna para às distribuidoras na mesma proporção do números de certificados (ROCs) que elas apresentaram ao OFGEM. Isso significa que o preço da “obrigação” é fixa para o consumidor final, mas o preço dos ROCs pode exceder esse valor fixo.

22

Períodos: compreendido até abril de cada ano: 2003/2004, £ 30,51/MWh
 2004/2005, £ 31,39/MWh
 2005/2006, £ 32,33/MWh
 2006/2007 £ 33,24/MWh

Figura 1 – Esquema do Renewables Obligation



Fonte: Elaboração própria baseado em dados do OFGEM, 2003 [16]

Para se ter uma idéia, o total pago em multas e distribuído no período 2003/04 (segundo período de compromisso) no “Renewables Obligation” foi em torno de £158,4 milhões (228,7 milhões € - Inglaterra & Gales), o que correspondeu a um retorno para as distribuidoras que cumpriram a meta de £ 22,92 (33 €). No total, considerando a multa (Buy-out price) de 2003/04 igual a £30,51 (43,9 €), o valor de cada ROC para o distribuidor nesse período valeu £53,43 (76,9 €) [17].

Conforme podemos ver na Tabela 5, os preços dos certificados tendem a cair, quanto mais próximo do atendimento da meta estiverem as distribuidoras. Por exemplo, para o período 2004/05 a porcentagem de atendimento da meta foi 70%, acima, portanto dos 56% do período anterior – e observamos um valor para o ROC de £40,05 (57,6 €) – abaixo dos valores praticados no período anterior.

Tabela 5 – Comparação do atendimento da meta – Renewables Obligation

Inglaterra & Gales (I & G) Escócia (E)		2002/2003	2003/2004	2004/2005
Total da obrigação (MWh)	(I &G)	8.393.972	12.387.720	14.315.784
	(E)	867.596	1.239.692	1.445.283
ROCs/SROCs emitidos	(I &G)	4.973.091	6.914.524	9.971.851
	(E)	478.358	695.620	883.997
Pagamento Buy-out	(I &G)	£78.853.260	£157.960.978	135.657.001
	(E)	£11.210.730	£16.436.835	£17.602.787
Pagamento Buy-out não efetuado	(I &G)	£23.773.170	£9.026.231	699.055
	(E)	£466.410	£162.801	£15.067
Porcentagem da obrigação que foi atendida	(I &G)	59%	56%	70%
	(E)	55%	56%	61%
Buy-out distribuído mais pagamentos atrasados efetuados ao fundo (late payment fund)	(I &G)	£79.251.930	£158.466.502	136.169.914
	(E)	£11.267.124	£16.488.755	£17.668.392
Pagamento recebido do Buy-out Fund pelos distribuidores para cada ROC/SROC apresentado	(I &G)	£15,94	£22,92	£13,66
	(E)	£23,55	£23,70	£19,99
Quanto vale cada ROC/SROC para o distribuidor	(I &G)	£45,94	£53,43	£40,05
	(E)	£53,55	£54,21	£51,38

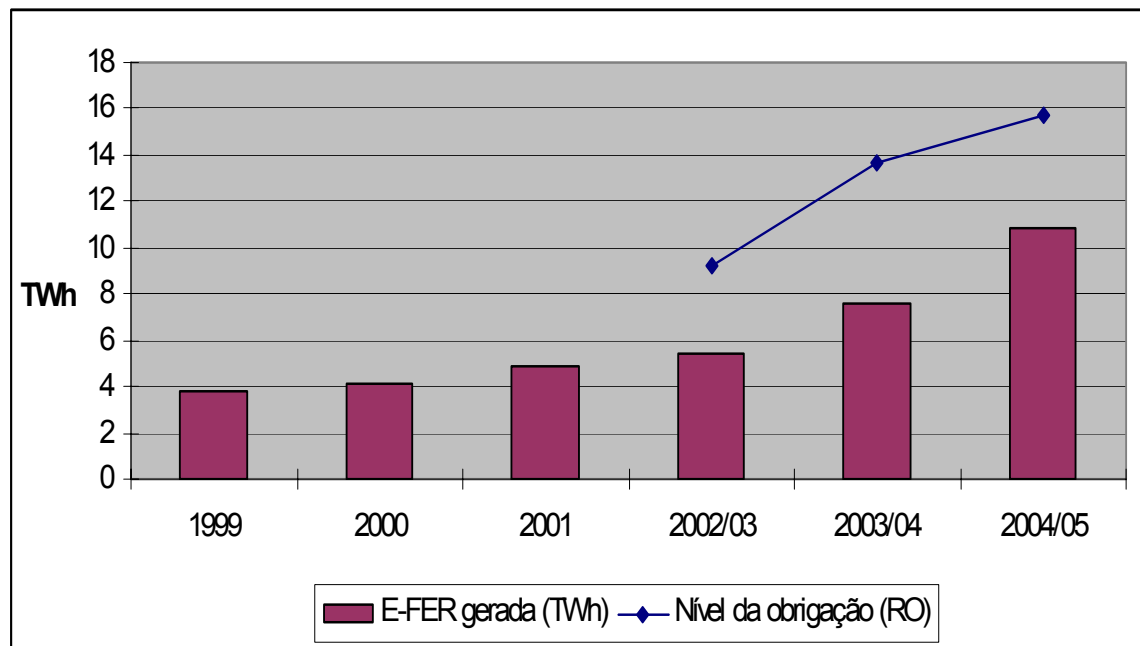
Fonte: OFGEM, 2006 [17]

Como em janeiro de 2006 o valor do ROC no varejo foi de £38,42 (55,3 €) [13], podemos concluir que para o período 2005/06 (quarto período de compromisso) as distribuidoras estejam mais perto do atendimento da meta – O que pode ser um problema, pois o que causa grande rentabilidade nesse mercado é exatamente o distanciamento da meta: quanto mais longe de se atender a meta maior será o valor dos certificados, por causa da recirculação da multa (Buy-out price).

De fato, se observarmos a taxa de crescimento anual da geração de E-FER podemos verificar que apesar de vir aumentando desde que o RO começou a vigorar, as metas não vêm sendo atendidas. Além disso, outros fatores também vêm contribuindo para a pouca expansão de E-FER: o pouco tempo de aplicação dessa nova política (desde 2002) e as dificuldades encontradas pelos

empreendedores para desenvolver projetos dentro desse sistema [18]. A Figura 2 mostra o aumento na geração de E-FER alcançado e os valores que faltaram para que a meta fosse atendida:

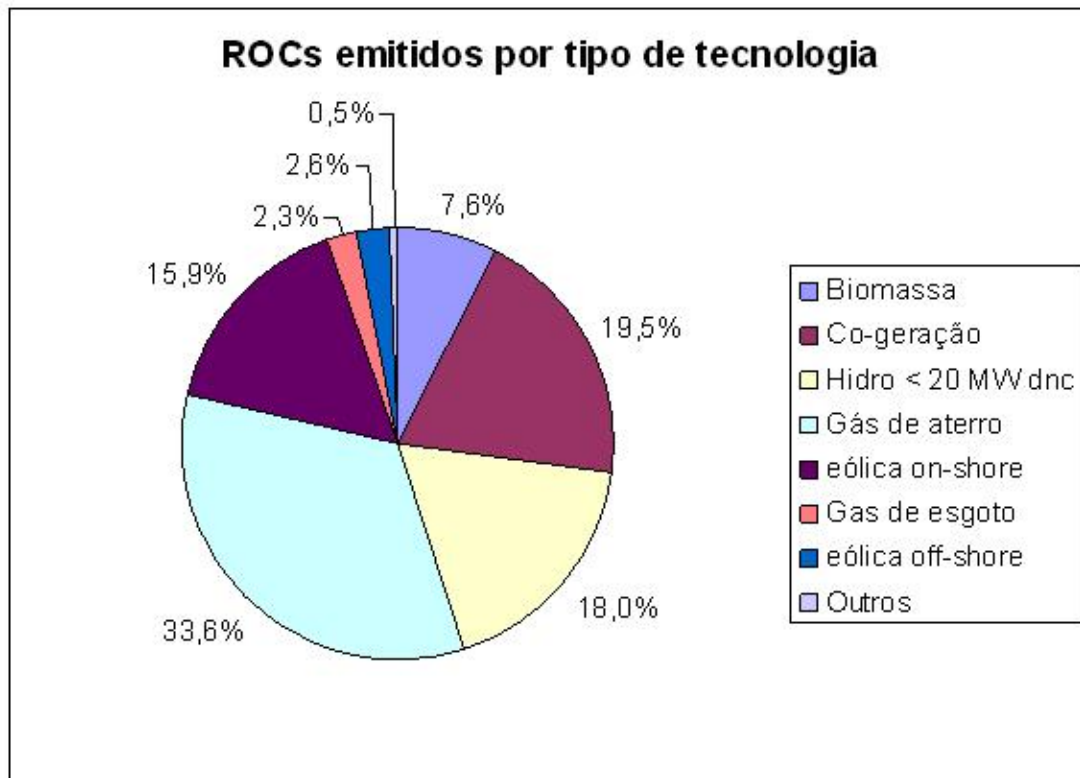
Figura 2 – Eletricidade gerada por E-FER no Reino Unido elegível ao Sistema de Certificados Verdes (ROCs)



Fonte: OFGEM, 2006 [17]

Conforme podemos observar na Figura 3, do total de E-FER gerada em 2004/05 (10.871 GWh), 33,6% foram provenientes do gás de aterro, mostrando ser esse o tipo de fonte dominante na geração de energia renovável no Reino Unido. Energia eólica vem em quarto lugar com 15,9%.

Figura 3 – Participação de E-FER por tipo de tecnologia 2004/05 – Reino Unido

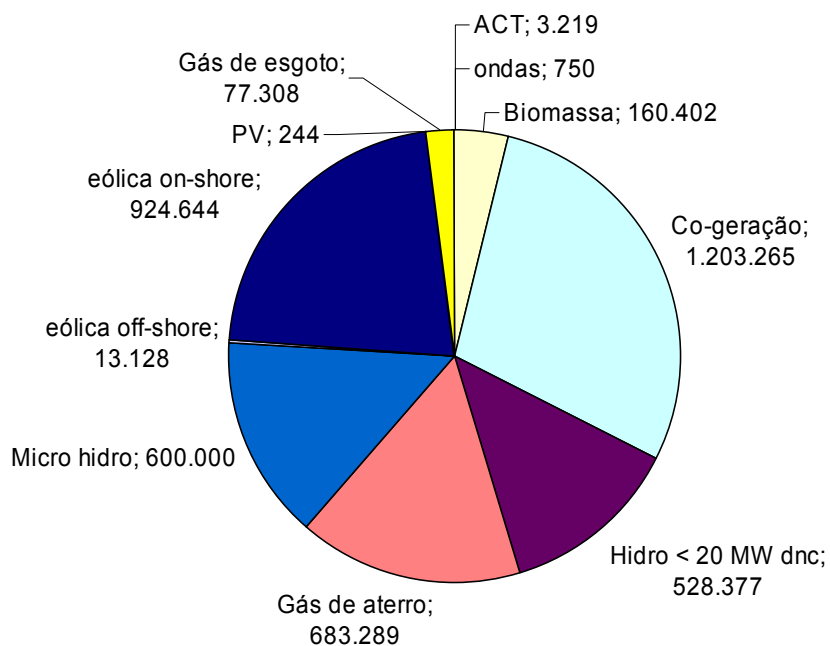


* outras tecnologias incluem energia de maré, onda e PV.
 Fonte: OFGEM Third Annual Report [17]
 Dados para Inglaterra, Gales e Escócia.

Em termos de capacidade instalada, podemos ver que o RO proporcionou um novo empurrão à energia eólica quando comparado aos dados do NFFO (de 245 MW no NFFO para 924,6 MW no RO). Energia fotovoltaica e energia das ondas passaram a ser consideradas dentro do RO a partir de abril de 2004. A Figura 4 abaixo mostra a capacidade instalada no Reino Unido, representando cerca de 3,7% de geração de E-FER no consumo de eletricidade.

Figura 4

Capacidade total (kW) de E-FER acreditada no RO e ROS por tipo de tecnologia



Fonte OFGEM Third Annual Report [17]
Dados para Inglaterra & Gales e Escócia
22% da capacidade acreditada no RO em 2004/2005 são usinas do NFFO

3.2.3 BARREIRAS PARA A PROMOÇÃO DE E-FER

Analisando a política para promoção das fontes de energia renovável no Reino Unido, podemos dizer que uma das barreiras encontradas seria o fato de o começo dessa política estar principalmente ligada aos princípios de liberalização do mercado. *“Com isso as fontes de energia renovável não eram vistas como uma necessidade durante o período de transição do mercado e os “policy makers” não perceberam que elas poderiam ser uma alternativa realística”* [9]. A ideia era garantir a competitividade, reduzir o preço da energia elétrica e não onerar as empresas de energia elétrica. Nessa linha, a criação de uma indústria de energia renovável era voltada principalmente para a exportação.

Também o sistema de planejamento centralizado, que não privilegiava a participação do nível local e regional na política de fontes de energia renovável dificultou a aceitação da população (fenômeno Not in My Backyard), principalmente para os projetos de energia eólica. Esse fato foi reforçado por campanhas locais contra os projetos de energia eólica, já que o planejamento local privilegia primeiramente o meio ambiente local do que metas para fontes renováveis adotadas no nível federal. Contribuíam também para isso, a falta de consciência e capacidade local para o papel das E-FERs. Tanto que atualmente os projetos de energia eólica estão sendo direcionados para construção offshore [10].

Em relação aos instrumentos adotados, o Sistema de Leilão (Tender System) apresentou problemas relacionados à natureza competitiva do instrumento, que não resultou em um mecanismo capaz de refletir os reais custos de geração. O sistema de leilão favoreceu um comportamento perverso dos produtores de E-FER: eles ofertavam no leilão um preço abaixo dos custos de geração, esperando que o desenvolvimento futuro da tecnologia baixasse os custos, já que os projetos só precisavam entrar em operação num prazo de cinco anos. Ou seja, não existia nenhum mecanismo no NFFO que garantisse o preço real da tecnologia no leilão. Além disso, não existiam penalidades para aqueles produtores que não construíssem e operassem a planta ganhadora do contrato. Também, a falta de regularidade entre as diversas chamadas públicas dificultou a criação de uma indústria de componentes, já que os fabricantes de equipamentos não sabiam qual seria a demanda necessária a ser produzida e estocada.

O “Renewable Obligation” é ainda um instrumento novo e não pode ser devidamente avaliado. No entanto, essa política, assim como durante o NFFO, não diferencia o valor do subsídio para projetos de energia eólica em diferentes locais com diferentes velocidades de vento.

Não é possível dizer o quanto o RO está realmente apoiando as E-FER apesar de a geração ter aumentado recentemente. Uma avaliação da performance do “Renewable Obligation” realizada por LINDEN [18] apresenta os seguintes comentários:

- *“... do ponto de vista dos geradores, o RO vem sendo considerado um instrumento efetivo. No entanto, enquanto*

grandes empresas têm conseguido alavancar recursos para investir na construção de nova capacidade de E-FER, os pequenos empreendedores tem achado muito difícil conseguir financiamento no mercado. Na realidade o setor financeiro ainda está receoso e teme uma descontinuidade da política”.

- - *“... devido à limitação do mercado de ROC em termos do número de empresas participantes no mercado (que é pequeno e causa problemas com a liquidez), e as dificuldades com os contratos de longo prazo, a eficiência do mercado é limitada. Contratos de longo prazo pressupõem a participação dos riscos entre os geradores e as empresas distribuidoras. Como o preço do ROC depende de quanto a meta não será atendida, fica difícil um contrato de longo prazo com preços fixos para os ROCs. Os geradores por sua vez precisam do contrato no longo prazo para conseguir financiamento bancário”.*
- - *“... a recente ampliação da meta do “Renewable Obligation” para 15% em 2015/16 e a divulgação de uma possível nova meta para 2020, foi um marco importante para demonstrar o comprometimento do governo com o desenvolvimento do mercado de E-FER. Este novo nível da meta aumentou a confiança no mercado de ROCs e estimulou investimentos no aumento de capacidade de E-FER. Tornou-se claro que o nível da obrigação não será atendido com facilidade e portanto o preço do ROC permanecerá acima do valor da multa (Buy-out price). Em função disso um número maior de bancos estão se aproximando do mercado. No entanto, metas mais ambiciosas estão sendo requeridas pelo mercado para o período pós 2015/16, em particular para eólica off-shore”.*
- - *“... o “Renewable obligation” vem sendo considerado um mecanismo de suporte efetivo que vem garantindo um dos mais altos níveis de suporte para E-FER, na Europa, sem causar grandes custos para o consumidor final (estimado em torno de 1,5 £/MWh, correspondendo à 2,21 €/MWh). No entanto algumas questões chaves podem ser consideradas: Ao mesmo*

tempo que o retorno dos recursos das multas aumenta o preço do ROC, existe uma incerteza quanto ao nível de suporte que será recebido, já que isso dependerá de quão perto do atingimento da meta as empresas distribuidoras estarão no futuro; Muitas mudanças no desenho da política cria incertezas no mercado, sendo assim é importante ter o desenho correto desde o início; A política deve ser a mais simples possível, uma vez que quanto mais complicado maior os custos de transação; A falta de metas no longo prazo e de compromisso do governo para a política de promoção de E-FER reduz a confiança da indústria, e paralisa os investimentos em nova capacidade”.

3.3 HOLANDA

3.3.1 CONTEXTO POLÍTICO

A Holanda possui um sistema político centralizado. O País é dividido em doze províncias que possuem pouca competência parlamentar e financeira para participar ativamente dos processos de decisão. O setor da indústria intensiva energeticamente tem grande influência no governo e não deseja maiores custos financeiros, e os diversos atores sociais exercem pouca influência [10]. Além disso, existem grandes reservas de gás natural na Holanda e este setor tem um forte papel dentro da geração de eletricidade [19].

As primeiras iniciativas para promoção de fontes de energia renovável podem ser encontradas nos anos 70, com a implantação de projetos pilotos de energia eólica. Mas somente na década de 90, em função da política internacional sobre mudança do clima e o papel das E-FERs para redução dos gases de efeito estufa a discussão em torno da promoção dessas fontes ganhou espaço. Primeiramente o apoio a essas fontes veio através do estabelecimento de grupos de trabalho, onde as empresas distribuidoras de energia estabeleciam metas próprias, com objetivos ambientais, derivadas principalmente da preocupação com as mudanças climáticas e redução das emissões de CO₂ [20].

Esses acordos deram origem a uma política baseada na voluntariedade onde o governo evitava maiores encargos para as empresas de energia. Esses acordos voluntários se encaixavam perfeitamente no contexto da liberalização do mercado, e do crescente mercado de gás e eletricidade, e assim a política para promoção E-FER foi construída na base da voluntariedade, eficiência de custos e orientação da demanda [19].

O foco na voluntariedade permeia até hoje a política para promoção de E-FER, no entanto pode-se observar um misto de vários instrumentos, atuando de forma complexa e com frequentes “phase-in” e “-out”. O contexto político confuso na aplicação desses instrumentos causou muitas incertezas no mercado, dificultando a implementação de projetos de fontes de energia renovável, principalmente energia eólica [20].

A política para promoção de E-FER pode ser caracterizada por três fases: voluntária, promoção da demanda e promoção da produção. Mas, na realidade, apesar de cada fase ter a predominância de uma determinada orientação política, elas não são distintas e os instrumentos adotados durante cada fase vem coexistindo ao longo do tempo, tornando difícil o entendimento e a operação do mercado na Holanda.

A Tabela 6 mostra as fases e o período de aplicação de cada instrumento. Conforme podemos observar, de 2003 em diante a política para promoção de E-FER combina três mecanismos de suporte: Mercado voluntário de certificados verdes, incentivos fiscais (isenção de taxa) e feed-in tariffs. Em 2005 a Ecotaxa foi extinta, mas existe a possibilidade de voltar caso o governo assim resolva.

Tabela 6 – Fases das Políticas para Promoção de E-FER

		1990	1996	1997	1998	2000	2001	2003/ 2004	2005 em diante
(1) Fase voluntária/ Acordos voluntários	a) Environmental Action Plan –								
	b) MAP 2000 (substituindo “a”) - meta 1,700								
	c) Certificados verdes								
(2) Promoção da demanda	d) Ecotaxa(REB) and REB								?
	e) Liberalização do mercado consumidor de								
(3) Promoção da produção	f) MAP Feed-in tariffs								

Fonte: Elaboração própria

Podemos verificar que a Holanda possui vários sistemas operando simultaneamente muitas vezes de forma complexa. Estão sendo mencionadas aqui as tendências mais fortes da política holandesa, mas é importante dizer que existem outros sistemas (que não são voluntários, mas de caráter regulatório) tais como garantia de compra para pequenos geradores (na lei de 1998) e as obrigações de compra contidas no “Standard Arrangements for Re-deliveries (SAR) contidos na Lei de 1989 (Ver DINICA & ARENTSEN [20]).

3.3.2 ENERGIA RENOVÁVEL E INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS ADOTADOS

3.3.2.1 FASE 1: ACORDOS VOLUNTÁRIOS

A primeira fase é marcada por acordos voluntários entre o governo e as empresas distribuidoras de energia. O primeiro acordo voluntário chamado “The Environmental Action Plan (MAP)” foi adotado em 1991 para a redução das emissões de CO₂ na indústria de energia. Esse plano visava uma série de medidas relativas à eficiência energética e conservação, e para a introdução no mercado de novas tecnologias de

FER. Era financiado por uma taxa entre 0,5% – 2,5% chamada “MAP Levy” cobrada na tarifa do consumo final e por subsídios fiscais disponibilizados pelo governo. A meta estabelecida era aumentar a participação de fontes de energia renovável em 3,2% nas vendas de eletricidade das distribuidoras, o que não foi realizado [21].

Os recursos provenientes da “MAP Levy” deveriam ser utilizados tanto pelas distribuidoras como pelos geradores como fonte de investimento ou subsídio à produção de E-FER. No entanto, segundo DINICA [20], a distribuição desses recursos foi um tanto desigual favorecendo o investimento feito pelas empresas distribuidoras, em detrimento dos valores oferecidos como subsidio a produção aos geradores de E-FER. Além disso, o valor do subsídio à produção era pago somente para geração de energia eólica e variava entre 13,60 - 36,30 € /MWh, ou seja, um valor bem pequeno para cobrir a diferença entre os custos da energia convencional e da eólica.

A revisão do “Environmental Action Plan” em 1997 (chamado MAP 2000) estabeleceu uma meta voluntária para atingir 1.700 GWh de E-FER no consumo final, por volta do ano 2000. Para atestar que a meta seria alcançada pelas empresas de distribuição foi introduzido um sistema de “Green Label Trade” experimental. O objetivo era formar a base para a criação de um mercado de eletricidade verde para operar posteriormente dentro de um sistema de certificados e assim tentar se adequar à diretriz europeia [10].

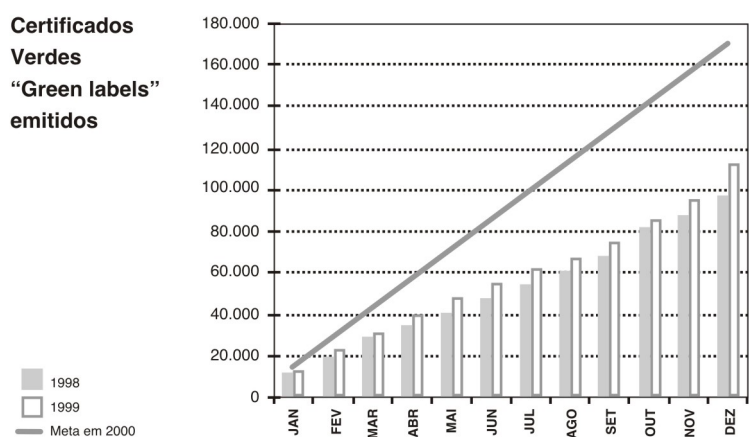
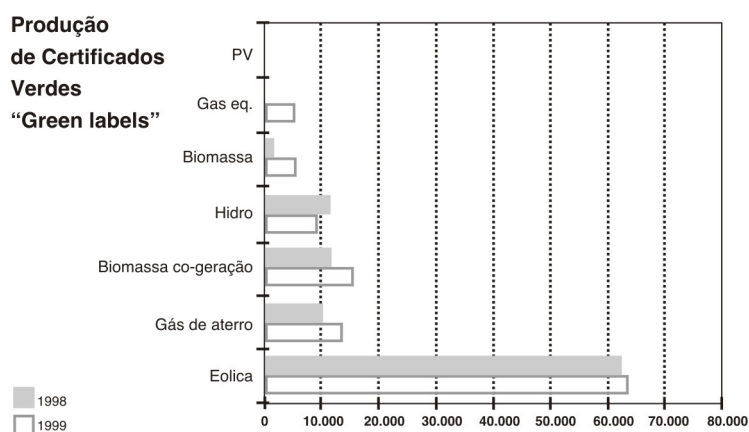
Cada certificado emitido representava 10.000 KWh e os recursos que as empresas distribuidoras utilizavam para a compra dos “Green Labels” tinham que vir exclusivamente dos recursos da “MAP Levy” [20].

A formatação do “Green Label” tinha três estágios: emissão, comercialização e resgate, este último compreendido como o estágio onde a empresa distribuidora “consome” a eletricidade e apresenta os certificados verdes ao órgão regulador para comprovação da meta. O órgão responsável pela emissão era o “EnergieNed”. Os dados dos certificados emitidos eram enviados para o KEMA que era o órgão responsável pelo controle eletrônico dos três estágios do sistema de certificados verdes [20].

A Figura 5 mostra a geração alcançada, por fonte, para os “Green Labels” no final de 1998 e 1999. Conforme podemos ver, energia eólica foi a principal fonte de E-FER.

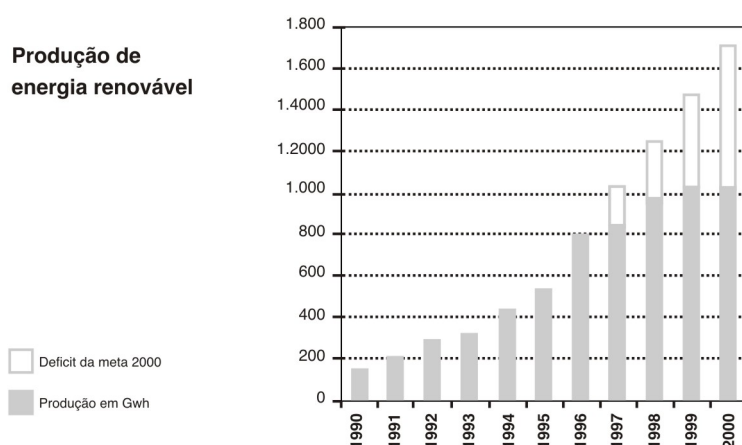
A Figura 6 mostra o resultado alcançado pelo MAP 2000 no final de 2000. A meta estipulada foi parcialmente cumprida - a diferença entre a geração de E-FER e a meta ficou em torno de 700 GWh, No entanto dados disponibilizados pelo EnergieNed no final de 2001, indicam que as empresas distribuidoras conseguiram cumprir 1500 GWh, ou seja um valor bem próximo do estabelecido. As razões levantadas pelo EnergieNed pela dificuldade de atendimento da meta foram o processo de licenciamento para as usinas e especialmente a resistência da população para os projetos de E-FER, principalmente energia eólica [20].

Figura 5 – Geração por fonte no “Green Labels” em 1998 e 1999



Fonte: Dinica & Arentsen [20]

Figura 6 – Resultado MAP 2000



Fonte: Dinica & Arentsen [20]

O argumento de não proporcionar qualquer obrigação ao governo ou a indústria para a promoção de energia renovável e a possibilidade internacional de aplicação dos certificados verdes fez com que em julho de 2001 fosse criado legalmente o mercado de certificados verdes em bases voluntárias (Green Certificates – GC) [10], que opera até hoje²³.

Os certificados verdes podem ter qualquer tamanho, mas sempre múltiplos de 1 MWh e são válidos por um ano. A instituição autorizada a emitir os certificados e manter os registros eletrônicos da comercialização e do resgate passou a ser a TenneT – considerada uma organização independente para todas as atividades relacionadas à geração e à comercialização.

Inicialmente somente geradores de E-FER dentro da Holanda, cuja fonte fosse eólica, solar fotovoltaica, hidroelétrica menor que 15 MW e biomassa pura poderiam requerer a certificação. No entanto em Outubro de 2001 uma decisão do Ministério de Assuntos Econômicos (Ministry of Economic Affairs) tornou claro que eletricidade importada, com sua importação física, também seria elegível aos certificados verdes [20].

²³ O certificado verde começou a operar na mesma época que a ecotaxa operava (ver próximo item) e era utilizado pelas empresas fornecedoras de energia para requerer do setor de cobrança (ver figura 7), a isenção da ecotaxa. Sendo assim, o valor máximo que o certificado alcançava no mercado era o valor correspondente a isenção da ecotaxa.

3.3.2.2 FASE 2: INCENTIVOS FISCAIS E LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO CONSUMIDOR PARA PROMOVER A DEMANDA

Essa fase é caracterizada pela introdução de uma taxa regulatória (Regulerende Energie Belasting, REB, conhecida como Ecotaxa) sobre o consumo final de gás e eletricidade. Essa taxa, instituída pelo governo em outubro de 1996, e gerenciada pelas empresas distribuidoras, tinha como objetivo estimular a eficiência energética e a conservação de energia no consumo final. Inicialmente essa taxa tinha que ser paga independentemente da fonte de energia usada para a geração de eletricidade, e uma parte dela, era reembolsada aos geradores de E-FER, como subsídio a produção ou para investimentos em novas plantas de geração (estimulando assim, parcialmente a produção de E-FER). As fontes de energias consideradas eram: energia eólica, solar, hidroelétrica com capacidade inferior a 15 MW, biomassa e biogás. Energia importada também podia receber esse subsídio [19] [20] [21].

Em 1998, o governo introduziu o “Nill Tariff” que consistia na isenção da Ecotaxa para todos os geradores domésticos de energia renovável e para a venda da energia renovável importada. Além do mais todos os consumidores de eletricidade verde ficaram também isentos dessa taxa e do “MAP Levy”. Consequentemente esse instrumento se tornou poderoso para estimular a demanda por fontes de energia renovável [20].

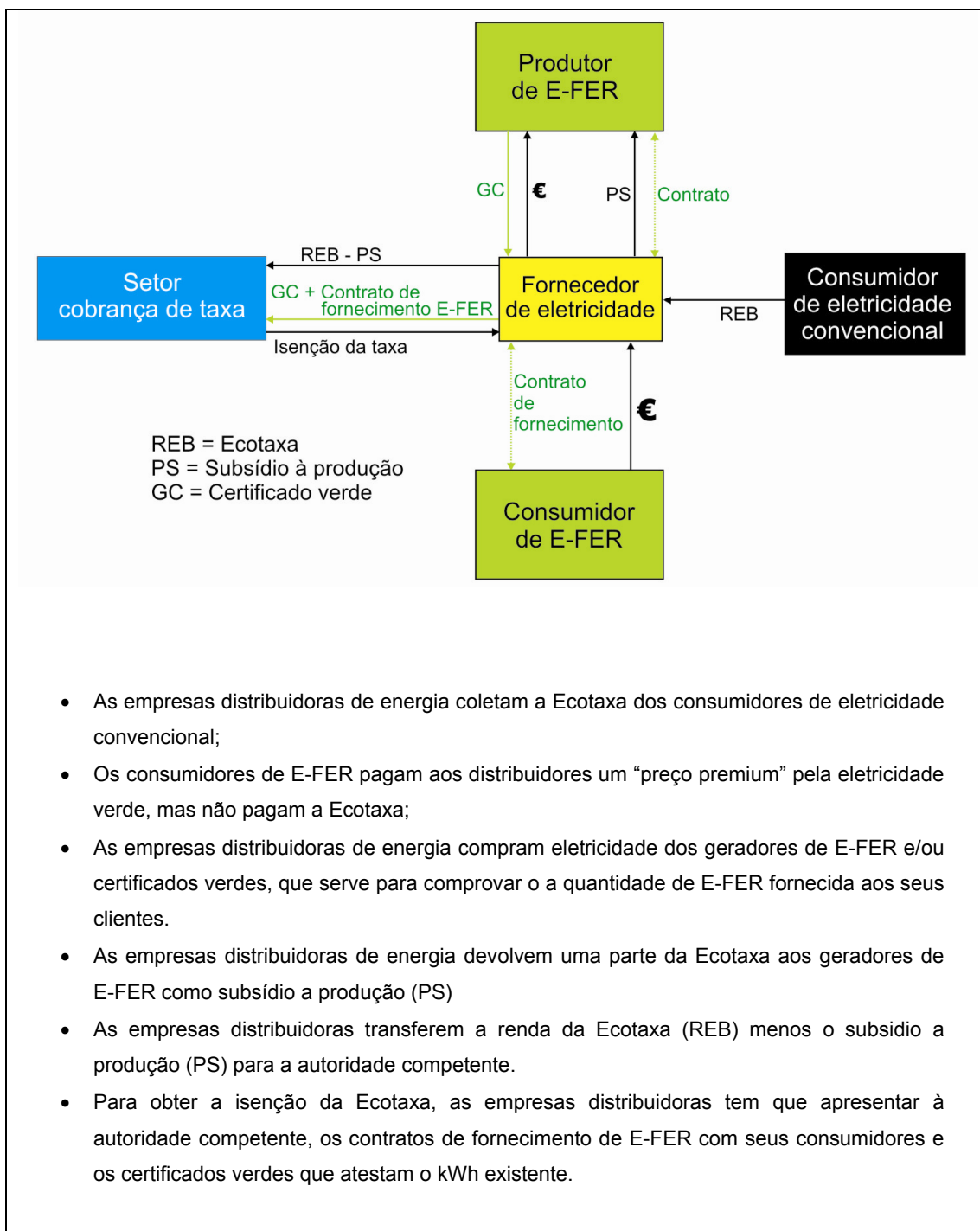
O valor da Ecotaxa em 2002 correspondia a 6,01 € ct/ kWh. Dessa renda, 2,00 € ct/ kWh era repassados ao gerador de energia renovável como subsídio a produção (production support). Dessa forma a energia renovável era apoiada em 8 € ct/ kWh (80 €/MWh). Isso permitiu que as empresas de energia oferecessem eletricidade verde ao mesmo preço da energia convencional [22]. Como esse instrumento não diferenciava por tipo de tecnologia, a fonte de E-FER mais estimulada era a biomassa.

O próximo passo dessa fase foi a abertura do mercado de eletricidade, que permitiu que os consumidores pudessem escolher livremente seu fornecedor de energia (desde julho de 2001). Dessa forma, passava às mãos do consumidor a responsabilidade pelo aumento do uso de energia renovável, uma vez que o custo da eletricidade proveniente de E-FER era nula para o consumidor [10] [19] [20]. Para se ter uma idéia, o número de clientes que consumiam eletricidade verde aumentou de 16.000 em 1996 para 1,4 milhão em 2003 [22].

É importante ressaltar que a Ecotaxa funcionou no mesmo período que o “Green Label Trade” e o Mercado Voluntário de Certificados Verdes (mencionados no item anterior) e, portanto, qualquer gerador doméstico de E-FER que estava qualificado a receber a isenção da Ecotaxa e o subsídio a produção tinha o direito a receber o “green label” (até 2000) e os certificados verdes (a partir de 2001).

Para melhor entendimento, a Figura 7 mostra o relacionamento da Ecotaxa com o sistema de certificados verdes conforme descrição de SAMBEEK & THUIJL [22]:

Figura 7 – Relacionamento da Ecotaxa com o Sistema de certificados Verdes



Fonte: Sambeek & Thuijl [22]

A isenção da Ecotaxa mostrou ser um instrumento efetivo para estimular a demanda, no entanto, como eletricidade importada era também contemplada, havia

um fluxo do subsídio para o mercado externo sem que isso se refletisse em investimentos adicionais no aumento da capacidade de geração de fontes renováveis. A maioria da eletricidade renovável importada vinha de plantas já existentes, na maioria biomassa, que na ausência do subsídio na Holanda operaria sob as condições existentes em seus próprios países [22]. Para se ter uma idéia, no final de 2002 cerca de 80% da eletricidade proveniente de E-FER era importada. Dados para 2003 [23], mostram uma quantidade de eletricidade importada em torno de 9.700 GWh, conforme Tabela 7.

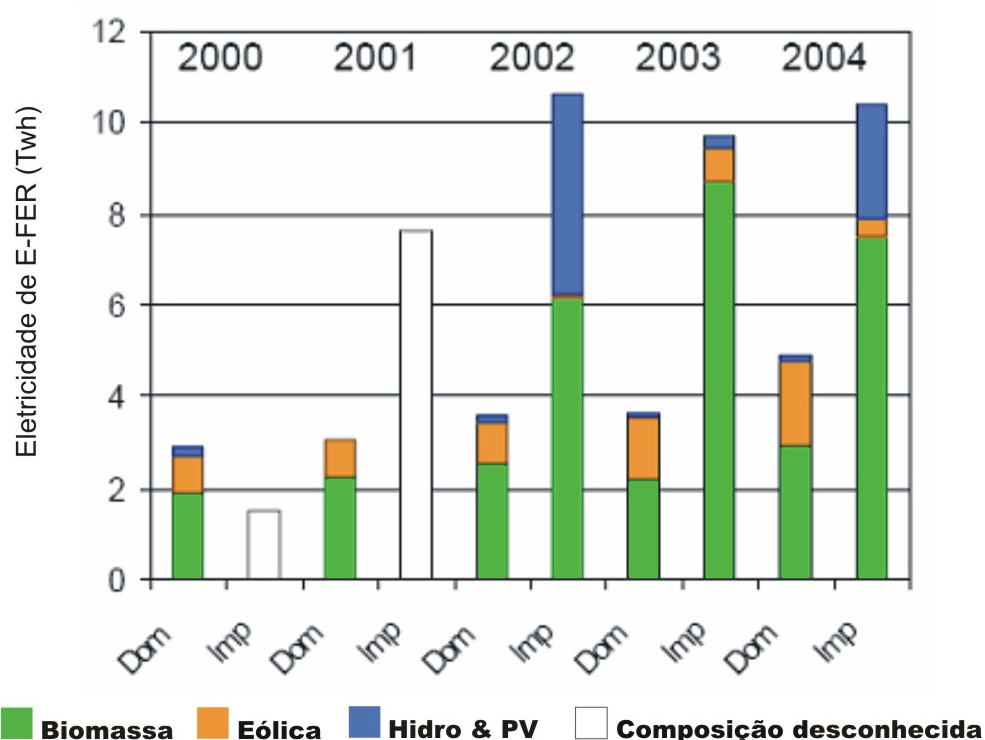
Tabela 7 – Geração de E-FER na Holanda em 2003

	Eólica	Solar	Gás de aterro	Gás de esgoto	Biomassa	Importada	Consumo de Eletricidade (GWh)
GWh (2003)	1.302	30	161	133	2.248	9.712	109.486
% (2003)	3.3%					7.9%	

Fonte: ECN fact sheet Netherlands [23]

A Figura 8 apresenta a evolução da geração de E-FER doméstica e importada [24]. Vale ressaltar que dados do “Statistical Office Netherlands” (CBS) [25], mostram que a capacidade instalada de energia eólica cresceu de 442 MW em 2000 para 884 MW em 2003 – um aumento de 50% em três anos.

Figura 8 – Comparação entre a geração doméstica de E-FER e importada*



* Antes de 2000 basicamente não havia importação de E-FER. A isenção da Ecotaxa (REB) propiciou a importação de grande quantidade de E-FER a partir de 2001. A maior parte dessa eletricidade vinha de plantas de biomassa dos países escandinavos. Não existem dados sobre a composição da eletricidade renovável importada antes de 2002. Os dados foram baseados na importação física de E-FER de 2000-2002 e na quantidade de certificados para E-FER importada no período 2003-2004

Fonte: CBS (2004) [25], Bioenergy task 40 [24]

Em 2002, um relatório do “Ministério de Assuntos Econômicos” [26] identificou a fuga da Ecotaxa para o mercado externo e a insegurança dos investidores para iniciarem novos projetos de energia renovável devido à dificuldade em obter segurança no longo prazo para o investimento²⁴. Assim, em 2003, foi feita uma proposta de emenda na Lei de Eletricidade de 1998 chamado “Environmental Quality of Power

²⁴ A isenção da ecotaxa é um incentivo fiscal e como tal não oferece segurança no longo prazo, uma vez que é difícil prever se o incentivo continuaria nos próximos anos ou se haveria redução dos valores. Como os investidores precisam de uma certa segurança para elaborar o fluxo de caixa do projeto, o risco existente não favoreceu a construção de capacidade de E-FER domesticamente.

Production (MEP)", que introduzia um "feed-in tariff" para geradores domésticos (MEP feed-in). Paralelamente foi proposta uma redução do valor da isenção da Ecotaxa de 6 € ct/ kWh para 2,9 € ct/kWh e o término do subsidio a produção como forma de reduzir a quantidade de eletricidade importada.

Essa mudança, feita para aumentar a segurança dos investidores e reduzir as perdas com o fluxo da Ecotaxa para energia renovável importada, manteve o incentivo à demanda e ao mesmo tempo introduziu um esquema voltado para a promoção da produção. Os detalhes desse esquema serão discutidos no próximo item.

3.3.2.3 FASE 3: INTRODUÇÃO DO FEED-IN TARIFFS PARA PROMOÇÃO DA PRODUÇÃO

O "Environmental Quality of Electricity Production (MEP)", foi implementado em julho de 2003 com o objetivo de reduzir o risco ao investimento e melhorar o retorno financeiro para os geradores de E-FER. O nível de suporte passou a ser garantido pela introdução de um feed-in tariffs (MEP feed-in), combinado com a redução parcial da Ecotaxa de 6 € ct/ kWh para 2,9 € ct/kWh (em Julho 2003)²⁵ [22].

O "MEP feed-in" pode ser requerido pelos geradores de energia renovável por um período de 10 anos e é somente aplicável a eletricidade produzida dentro da Holanda [20]. O valor do "preço premium" é diferenciado por tecnologia, conforme mostrado na Tabela 8. O valor mais alto é garantido para energia eólica offshore, PV, plantas de biomassa, hidroeletricidade, energia de ondas e energia de marés. Para energia eólica onshore o apoio iniciou com 4,9 € ct/kwh.

O subsídio é financiado por uma taxa sobre todas as conexões (MEP levy) ligadas a rede de energia elétrica (34 €/conexão em 2003; 40 €/conexão em 2006). No entanto, é financeiramente neutra para o consumidor, pois existe um sistema de ajuste entre a Ecotaxa e o MEP feed-in, dos encargos cobrados aos consumidores [22].

²⁵ Conforme comentado anteriormente, para obter a isenção da ecotaxa as empresas distribuidoras tinham que apresentar o certificado verde ao setor de cobrança da taxa

Pouco tempo depois, o Conselho de Ministros apresentou uma proposta para extinguir a Ecotaxa a partir Janeiro de 2005. Essa proposta foi aceita, mas o nível de subsídio não foi alterado porque o valor do “MEP feed-in” aumentou na mesma proporção do valor que seria coberto pela Ecotaxa. Dessa forma, a Holanda passou a operar com um sistema clássico de “Feed-in tariffs”, exclusivamente apoiando geração doméstica. No entanto, é importante comentar que o governo mantém a prerrogativa de no futuro restabelecer novamente a Ecotaxa. Isso depende apenas da necessidade de atender a meta da União Européia através de E-FER importada ou não [22]. A tabela 8 mostra os valores pagos à E-FER durante a Ecotaxa e o “MEP feed-in”

Tabela 8 – Valor do “Preço Premium” Pago às Fontes de Energia Renovável

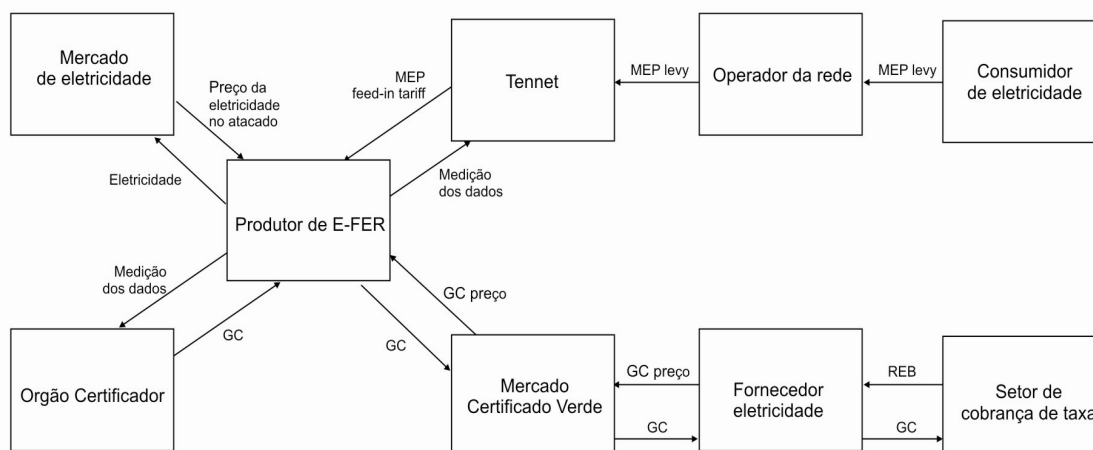
€ ct/kWh	2003	2004	2005
Ecotaxa	2,9	2,9	0
Biomassa > 50 MW	4,8	4,0	7,0
Biomassa/resíduos	2,9	2,9	2,9
Biomassa < 50 MW	6,8	6,7	9,7
Eólica offshore, Hidro, PV, Onda e Maré	6,8	6,7	9,7
Eólica onshore	4,9	4,8	7,7

Fonte: IEA bioenergy Task 40 [24]

Até o início de 2005, a forma de funcionamento dessa estrutura podia ser entendido da seguinte forma (Figura 9): O gerador de E-FER obtinha seu recurso de três fontes – do mercado de eletricidade, do mercado de certificados verdes (valor da isenção da Ecotaxa) e do “MEP feed-in”. O gerador vendia eletricidade renovável no mercado de energia como qualquer outro produtor; Baseado na sua produção de E-FER o gerador recebia uma determinada quantidade de certificados verdes do órgão certificador, chamado “Certiq” e vendia esses certificados no mercado de certificados verdes; Baseado na quantidade de energia renovável colocada na rede, o gerador recebia o valor do “MEP feed-in” do operador da rede de distribuição, “EnerQ”. Vale ressaltar que o nível de subsídio no MEP feed-in é estabelecido no primeiro ano em que foi requerido pelo gerador e vale durante todo o período de compromisso, que no caso do MEP é 10 anos.

No entanto, a partir de 2005, com a extinção da Ecotaxa, o certificado verde passou a ser utilizado somente como “garantia de origem” e o “MEP feed-in” passou a ser o principal instrumento de promoção para E-FER.

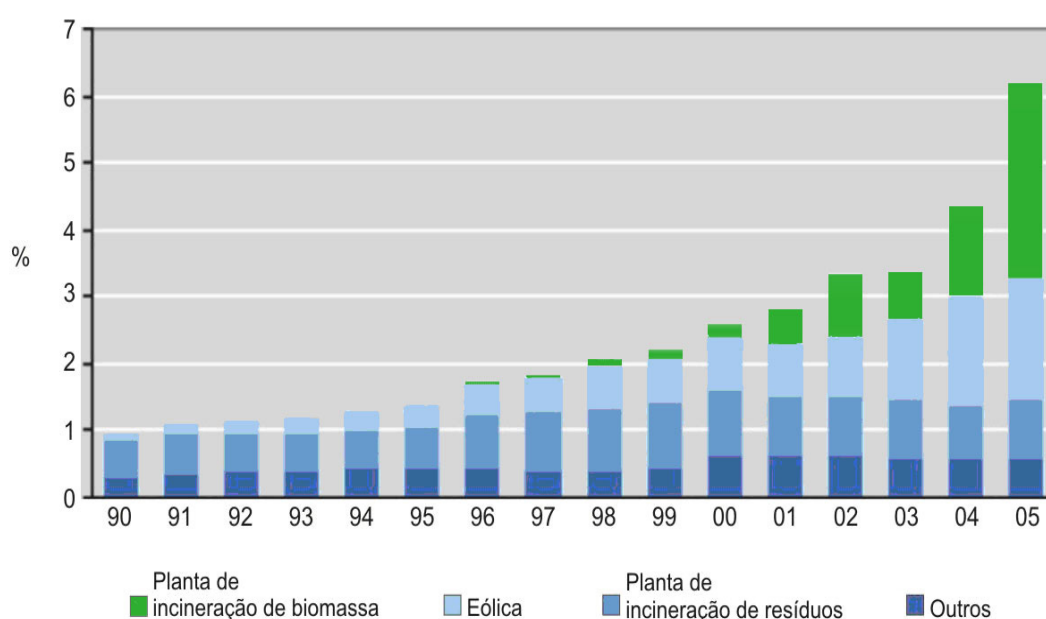
Figura 9 – Arquitetura geral do MEP, antes de 2005



Fonte: Sambeek & Thuijl [22]

A introdução do “MEP feed-in” parece ter tido sucesso no que se refere ao aumento da capacidade doméstica (embora o governo já tenha sinalizado recentemente que uma quantidade de energia renovável importada é bem vinda para o cumprimento da meta com a União Européia em 2010). Dados recentes publicados em outubro de 2005 [25] mostram que a extinção da Ecotaxa foi eficiente para reduzir a quantidade de energia importada: Nos seis primeiros meses de 2005 a eletricidade de E-FER importada foi em torno de 6% (em 2003 esse valor foi de 7,9%). A eletricidade gerada domesticamente pela incineração de biomassa aumentou de 1,2% em 2004 para 3% na primeira metade de 2005, sendo a responsável principal pelo aumento na geração de E-FER na Holanda. No mesmo período energia eólica contribuiu com 1,9% um aumento de 0,3% quando comparado a 2004 (1,6%). A Figura 10 mostra a participação de E-FER por fonte.

Figura 10 – Participação de E-FER por fonte - Holanda



Fonte: CBS, 2006 [25]

No entanto, como a aplicação do MEP é relativamente nova, não existem dados suficientes para avaliar sua efetividade. A princípio, o que podemos notar é que o nível de subsídio na Holanda vem privilegiando a eletricidade gerada a partir da incineração de biomassa e de resíduos, que são fontes com um custo relativamente mais baixo que a energia eólica na Holanda.

3.3.3 BARREIRAS PARA PROMOÇÃO DE E-FER

Existe uma série de fatores que dificultaram a promoção das E-FERs na Holanda. Primeiro e o mais importante é a complexidade e diversidade de instrumentos, que torna o ambiente político confuso e faz com que o investidor se sinta perdido e tenha receio da falta de segurança do longo prazo. A liberalização do mercado de energia e a preocupação do governo em evitar maiores encargos para as empresas também restringiram maiores avanços no desenvolvimento de E-FER, uma vez que nenhuma obrigatoriedade foi exigida para o atendimento das metas acertadas nos acordos voluntários – ou seja, não havia penalidade caso a meta não fosse cumprida, demonstrando que a política com foco na voluntariedade, pode ser interessante para a indústria de energia, mas não é suficiente para ultrapassar as barreiras existentes para o desenvolvimento e promoção de E-FER.

Em relação aos instrumentos adotados, até 2002 os instrumentos não diferenciavam o apoio por tipo de tecnologia - por esse fato e por ter o custo de geração mais baixo, a maior parte da energia elétrica gerada é proveniente da biomassa. A isenção da Ecotaxa mostrou ser eficiente para estimular a demanda, mas não trouxe maiores desenvolvimentos na capacidade doméstica na Holanda. As tecnologias importadas diminuía a pressão para construção de nova capacidade e a ausência de participação das municipalidades nos objetivos nacionais para promoção das fontes de energia renovável dificultava os processos de licenciamento/permissão, para o desenvolvimento da geração doméstica, que, segundo REICHE [19] é complexo e dura cerca de dois a sete meses mais do que em outros países da Europa.

Isso torna-se um problema para a energia eólica uma vez que a resistência local é grande. Nota-se na população o comportamento “Not-in-my-backyard”, ou seja, eles apóiam as fontes renováveis, mas não querem os projetos dentro de suas comunidades – o que demonstra a falta de envolvimento do poder local nas decisões e nas políticas do setor. Também, *“os obstáculos geográficos são grandes na Holanda, onde a maioria da superfície é plana e densamente povoada”* [19].

Assim como no Reino Unido, a formação da indústria de energia eólica tinha como objetivo a exportação e assim faltava suficiente empenho para lutar contra os obstáculos internos fazendo com que a construção de nova capacidade ficasse restringida aos já citados problemas com a população e processo de permissão.

De acordo com DINICA [20] *“o governo holandês não criou as condições corretas de suporte para reduzir as barreiras que dificultam o desenvolvimento das fontes de energia renovável. O mercado de E-FER era muito instável e fragmentado para atrair investimentos e o risco com a rentabilidade do investimento tornava incerto o mercado.”*

O “MEP Feed-in” parece apresentar resultados significativos uma vez que os dados de 2005 mostram uma redução da energia importada e um aumento da produção doméstica (embora o governo holandês já tenha demonstrado que é desejável que uma parcela da eletricidade na Holanda seja importada, para o atendimento da meta em 2010). No entanto, observa-se um aumento expressivo da participação da biomassa na geração de eletricidade quando comparado à energia eólica. Esse fato

pode demonstrar que o nível de subsídio ainda não garante a rentabilidade adequada para os investidores de energia eólica.

3.4 ALEMANHA

3.4.1 CONTEXTO POLÍTICO

Diferentemente do Reino Unido e da Holanda, a política na Alemanha é descentralizada. Ao lado do governo federal, o nível estadual e local exercem um papel importante na governança e os três níveis de governo tem a capacidade de legislar na política energética, sendo que o nível federal tem prioridade.

De acordo com SUCK [9] *“A descentralização do sistema de governo na Alemanha foi importante para a promoção das fontes de energia renovável. Quando no início dos anos 80 os primeiros projetos começaram a surgir no nível estadual, isso permitiu o desenvolvimento das tecnologias de E-FER, principalmente eólica, e influenciaram posteriormente o nível federal na elaboração de uma política para fontes renováveis”*

A motivação por trás do empreendedorismo de alguns grupos para as fontes de energia renovável pode ser explicada pelo momento econômico criado pelas sucessivas crises do petróleo e uma boa dose do comportamento “ambientalmente correto” – tanto que na Alemanha toda a energia nuclear será descomissionada em breve. Além disso, a Alemanha é profundamente dependente do carvão para a geração de eletricidade, sendo um dos maiores produtores e consumidores dentro da União Européia, e com grande participação de importados na matriz. Portanto, investir em tecnologias que permitissem e garantisse no futuro uma certa independência energética parecia ser o caminho mais óbvio.

Os estados alemães tinham a sua disposição três ferramentas básicas que permitiram com que eles apoiassem fontes de energia renovável [9]:

- A competência para legislar no que diz respeito ao valor das tarifas de energia elétrica. Embora os procedimentos básicos sejam reguladas pelo nível federal (Bundestarifordnung

Elektrizität, BTOElt), os estados detêm a possibilidade de formatar as tarifas da forma que lhes convier.

- Autorização para determinar os procedimentos referente ao licenciamento de construção de novas plantas de energia e redes de distribuição.
- A capacidade em oferecer incentivos financeiros, de seu orçamento próprio, para promover políticas na área de fontes de energia renovável.

Uma outra característica considerada importante, mencionada por SUCK [9], é referente a estrutura da indústria de energia: *“a descentralização (da indústria de energia) também permitia uma maior influência dos atores regionais e locais (privados e públicos) na governança das empresas do setor, criando uma estrutura mais heterogênea e dispersa entre os vários níveis de governo. Para se ter uma idéia até 1997 a indústria era caracterizada por cerca de 700 empresas de energia municipal, 60 empresas estaduais e 9 operadores do sistema de transmissão. Em algumas empresas de eletricidade, a influência do setor público se dava inclusive através da participação acionária conferindo assim um maior poder nas decisões política das empresas”*

Como a liberação do mercado de energia somente ocorreu em 1998, todo o sistema de política montado para apoiar fontes de energia renovável foi menos orientada por critérios de eficiência e competitividade. Havia um interesse real na promoção e inclusão das tecnologias de energia renovável no mercado interno. Além disso, *“a indústria de energia eólica em determinados estados alemães exercia forte atividade de lobby, facilitando a construção de políticas nesses estados para promoção dessas fontes”*²⁶ [10]. Mais tarde quando o nível federal resolveu apoiar fontes renováveis com uma lei federal (em 1991), o instrumento de política adotado (Feed in) visava principalmente a inserção dessas fontes no mercado. Esse Instrumento tem se mantido constante desde então, sofrendo apenas alguns ajustes frente as exigências de mercado numa Alemanha pós-liberalização.

²⁶ No final dos anos 80, alguns operadores de usinas eólicas se organizaram politicamente para lutar contra as condições desfavoráveis para os geradores de energia eólica. Foram formadas duas associações de energia eólica: *Interessenverband Windkraft Binnenland e.V.* e *Deutsche Gesellschaft für Windenergie e.V.* O lobby formado por essas duas associações eram principalmente focado na melhoria do suporte para a energia eólica nos estados North Rhine Westphalia, Lower saxony e Schleswig-Holstein.

Vale comentar, que atualmente as fontes de energia renovável possuem um papel extremamente relevante para que a Alemanha alcance as metas de redução de gases de efeito estufa conforme estipulado no Protocolo de Quioto.

3.4.2 ENERGIA RENOVÁVEL E INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS ADOTADOS

3.4.2.1 *LEI SOBRE ALIMENTAÇÃO DE E-FER NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO - ELECTRICITY FEED ACT - STROMEINSPEISEGESETZ*

Os primeiros projetos de E-FER, conforme comentado anteriormente, começaram a surgir no início da década de 80, principalmente nos estados do norte da Alemanha (North Rhine-Westphalia e Lower Saxony), onde o recurso do vento é mais abundante.

Nesses estados as atividades de lobby das associações de energia eólica eram mais intensas e conseguiram convencer o governo estadual a estabelecer programas de suporte para apoiar projetos de fontes de energia renovável. Esses projetos, de pequena escala, a princípio tinham o objetivo de testar a viabilidade técnica das fontes de energia renovável. Mais tarde, com as preocupações ambientais em crescimento e o aquecimento global a promoção de E-FER passou a ser vista como uma das formas de se alcançar uma produção mais limpa, ambientalmente correta, e para alcançar a meta de redução de emissões estabelecidas na convenção do clima [10].

O sucesso na implementação desses programas no nível estadual foi de crucial importância para estabelecer uma indústria de energia renovável, principalmente eólica. Dentre os projetos estaduais de maior importância podemos citar o “REN Programme (Programa para o uso eficiente da energia e utilização de fontes renováveis)”, que ocorreu no estado de “North Rhine Westphalia”. Esse programa apoiou cerca de 300 MW de energia eólica e 11 MW de energia solar fotovoltaica até 1998 e serviu de exemplo para outros estados alemães. Basicamente os programas descentralizados foram importantes para convencer o Governo Federal em 1988 a apoiar medidas para promoção da energia eólica e assim iniciar um programa de 100 MW disperso por vários estados alemães [10].

No entanto um dos problemas centrais para os geradores de energia renovável era o processo de alimentação da eletricidade na rede de distribuição. Até então, esse processo era regulado informalmente por um acordo feito entre o “BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.; VDEW – Verband der Elektrizitätswirtschaft; e VIK – Verband der Industriellen Energie und Kraftwirtschaft [9].

Conforme esse acordo, as empresas distribuidoras não eram legalmente obrigadas a garantir o acesso a sua rede. Se isso acontecesse, era em bases voluntárias e o reembolso normalmente era abaixo do custo evitado. Isso fez com que o processo de alimentação de energia na rede fosse rentável para essas empresas. No entanto, mesmo assim, devido aos subsídios dos programas estaduais, mais e mais projetos de energia eólica eram implementados. Esse acordo era fortemente criticado tanto pelos geradores de energia eólica como pelos geradores de hidroeletricidade (no sul da Alemanha), que era a fonte renovável mais expressiva naquela época. O ponto decisivo para deflagrar o processo que levou a promulgação de uma lei federal, foi a junção dos lobbies feitos pelos geradores de energia eólica nos estados do norte da Alemanha e dos geradores de hidroeletricidade nos estados do sul para fixar um valor de reembolso. Nessa época, uma importante associação, a Eurosolar e.V. (Associação de Européia para Fontes de Energia renovável) teve um papel chave na organização de uma coalizão, estabelecendo uma representação consistente no Parlamento para garantir o interesse das fontes de energia renovável. O resultado foi a promulgação do Electricity Feed Act (Stromeinspeisungsgesetz ou Feed-in Law) em 1991 [9].

O “Feed-in Law” garantia um preço fixo para a eletricidade gerada por E-FER por um prazo de 20 anos. Todo gerador de energia renovável recebia um preço mínimo por kWh colocado na rede e, além disso, as empresas que operavam as redes de distribuição eram obrigadas por lei a conectá-los e a reduzir sua produção de energia convencional. Dessa forma, a Lei não colocava um tampão na quantidade de energia que podia receber o valor do “preço premium”. Consequentemente, todo gerador de E-FER podia contar em receber um valor fixo por sua geração. O resultado foi um crescimento muito grande da energia eólica na Alemanha uma vez que esse sistema providenciou a segurança do investimento no médio e longo prazo.

Um outro fator que contribuiu para o sucesso dessa Lei foi *“a possibilidade de os estados que tinham interesse na promoção dessa forma de energia²⁷ poderem reformar a lei de construção estadual (building Laws) facilitando assim os projetos de energia renovável. Esse fato influenciou o nível federal que posteriormente reformou a lei de construções federais (em 1996), o que ajudou na construção de novas instalações de E-FER no nível nacional. A partir dessa lei o nível local deveria definir nos seus planos de zoneamento áreas para instalações de fontes de energia renovável. Essa força legislativa deu aos governos locais um instrumento para ajudar a população local a aceitar tais projetos. Com a força legislativa dividida entre os três níveis de governo o sistema de planejamento providenciou a flexibilidade e eficiência suficiente para incorporar o interesse das fontes de energia renovável no nível local, regional e federal”* [9].

O “preço premium” estabelecido no “Feed-in Law” garantia uma remuneração de cerca de 90% acima do preço médio da energia convencional vendida ao consumidor durante o ano anterior para eólica e solar e 80% para as outras fontes de energia renovável. Esse valor tinha que ser pago aos geradores de E-FER pelas empresas distribuidoras de eletricidade. Devido a resistência dessas empresas ao “Feed-in”, que reclamavam na justiça europeia a constitucionalidade da Lei, e também devido à redução no valor do pagamento do “preço premium” para geração de E-FER²⁸, a indústria de energia renovável começou a exigir melhorias na Lei. *“Também geradores de outras fontes de energia renovável, que não eram contempladas com um valor adequado de reembolso (como no caso da solar, biomassa e geotérmica) tinham interesse numa reforma da lei”* [10].

A primeira reforma da Lei ocorreu em 1998 e o objetivo era somente preencher as brechas até que a reforma da Lei propriamente dita fosse acordada. Como o crescimento da geração de energia eólica se dava principalmente nos estados do norte da Alemanha, algumas empresas de eletricidade local e regional, nesses estados, passaram a ter altos encargos devido aos custos do valor de reembolso pago aos geradores de E-FER [9].

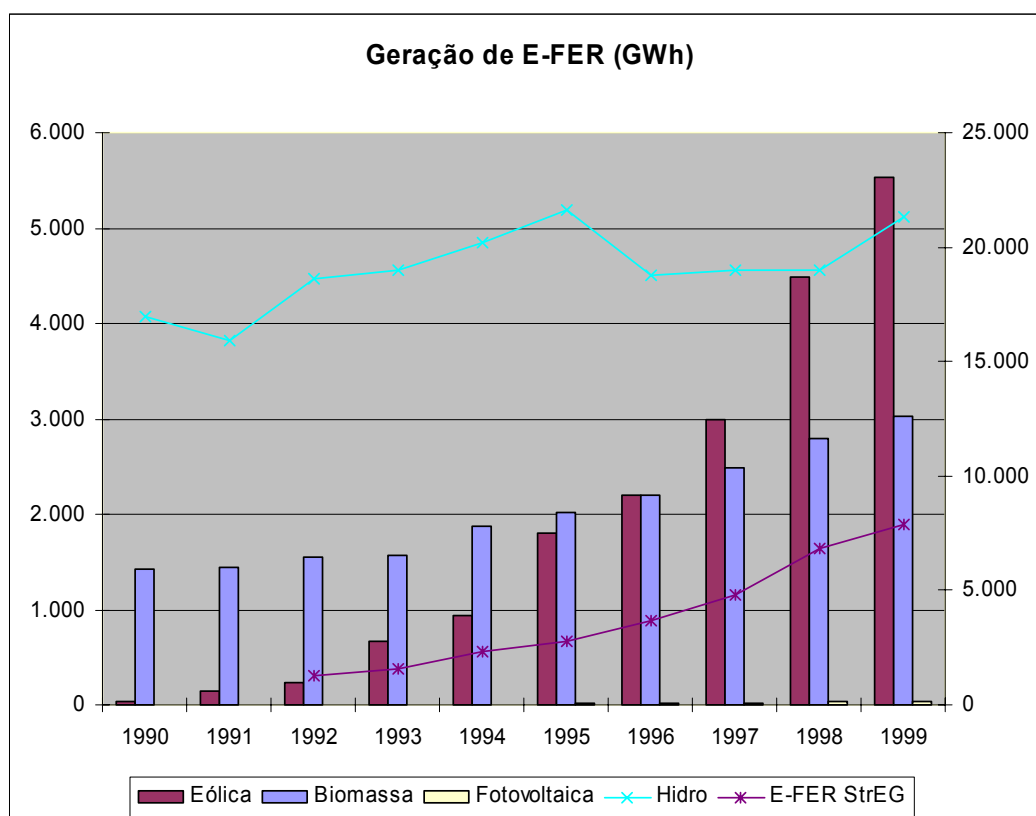
²⁷ No nível estadual, o aparecimento de lobby para as energia renovável, especialmente eólica foi capaz de lutar por reformas na Lei de Construção dos estados. North Rheine Westphalia e Lower Saxonia foram os primeiros estados que definiram nos programas de planejamento áreas para geração de energias renováveis. A competência dos estados para definir a sua política energética no planejamento regional e espacial provou ser decisiva (Suck, 2002)

²⁸ Com a liberalização do mercado de energia o preço da energia convencional diminuiu. Como o valor de reembolso pago aos geradores de energias renováveis era relacionado ao preço da energia convencional, o valor de reembolso para as E-FER reduziu na mesma proporção.

Uma forma de se resolver isso foi incluir a seguinte cláusula nessa reforma: se mais de 5% da quantidade de eletricidade fornecida por uma empresa aos seus clientes, dentro de um ano, viesse de fontes renováveis, os custos de reembolso adicional, acima dos 5%, seriam cobertos pela próxima empresa situada um nível acima – ou seja, haveria uma transferência dos encargos das empresas locais (Stadtwerke) para as empresas regionais (Regionalversorger) e dessas para os operadores dos sistemas de transmissão (Verbundunternehmen) [9].

No entanto, como o crescimento da energia eólica estava bem acelerado, somente um ano depois, em 1999, um dos operadores dos sistemas de transmissão anunciou que sua cota seria alcançada em poucos meses. Isso ocasionou uma resistência maior dessas empresas ao “Feed in Law”. Para se ter uma idéia, a Figura 11 apresenta o desenvolvimento dos projetos de energia eólica durante esse período. Podemos verificar que a geração eólica quase que dobrou em 1995 quando comparado a 1994, período em que houve maior resistência das empresas distribuidoras. A outra fonte relevante de energia renovável nesse período, a hidroeletricidade, teve basicamente seu desenvolvimento acoplado a outras formas de financiamento – a parcela financiada dentro do “Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)” foi pequena e correspondia a cerca de 1.300 GWh, em 1991, não ultrapassando 2.000 GWh em 1999, (para efeito de comparação a geração de hidroeletricidade em 1999 foi um pouco acima de 20.000 GWh) . A Figura 11 também mostra a quantidade de E-FER que era apoiada pelo StrEG até 1999 (7.900 GWh em 1999). Vale ressaltar que eólica foi apoiada basicamente pelo StrEG, enquanto hidroelétrica e biomassa, possuíam outros tipos de apoio, (já existentes antes do StrEG) no nível estadual e federal.

Figura 11 – Evolução da geração de E-FER 1990-1999 - Alemanha



* Elaboração própria baseado nos dados do BMU, 2005 [29]

3.4.2.2 LEI DE ENERGIA RENOVÁVEL - ERNEUERBARE ENERGIEN GESETZ (EEG)

Por causa dos motivos mencionados no item anterior, o novo governo eleito em 1998 – uma coalizão do Partido Verde e dos Sociais-Democratas decidiu reformar a política de promoção de fontes de energia renovável. Em Abril de 2000 foi promulgado então, a Lei de Energia Renovável ou EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) sigla pela qual a lei é reconhecida, nos meandros políticos e acadêmicos da área de fontes de energia renovável.

Essa Lei [27] trouxe uma importante modificação na distribuição dos encargos do reembolso da geração de E-FER – que, conforme comentado anteriormente, ficavam a cargo principalmente das empresas de distribuição localizadas nas regiões marítimas da Alemanha: Um sistema de equalização em todo o território alemão, promovendo assim a distribuição dos custos dos reembolsos entre todas as

empresas distribuidoras de eletricidade (e consequentemente entre os consumidores finais – já que os custos são pagos por eles). Essa lei obriga, portanto, que as empresas façam um esquema de cálculo de forma a balancear os custos de reembolso entre os diferentes níveis das empresas distribuidoras que operam a rede. E trouxe especial suporte para as tecnologias de energia renovável que não estavam contempladas anteriormente, como fotovoltaica e geotérmica.

Vale ressaltar, que a EEG não implica em um subsídio de longo prazo. De forma a cortar custos na geração e aumentar a eficiência das tecnologias foi introduzida uma taxa de decaimento no reembolso para as diferentes tecnologias. Isso reflete a influência do ambiente liberalizado que leva em consideração a redução de custos de forma a refletir o desenvolvimento tecnológico e de mercado das E-FERs.

Para isso, foi estabelecido na lei que a cada dois anos o governo deverá avaliar o progresso da tecnologia e as condições de mercado das fontes renováveis e propor ajustes, ou nas tarifas ou nas taxas de decaimento, caso seja necessário. Com efeito, a taxa de decaimento de energia eólica, que a princípio era de 1,5% passou para 2% na “Decisão do Parlamento” que entrou em vigor em Agosto de 2004 [28] onde também o valor de algumas tarifas foi revisado - Essas mudanças valeram apenas para plantas de E-FER que ainda não tinham sido comissionadas até aquela data. Essa mesma “Decisão” também trouxe um fato importante para o desenvolvimento de E-FER: a ampliação da meta de participação de E-FER para 12,5% em 2010 e 20% em 2020 .

A Tabela 9 abaixo mostra as novas taxas de reembolso (preço premium) para os diferentes tipos de tecnologias:

Tabela 9 – Valor do “Preço Premium” e Taxa de Decaimento Conforme EEG a Partir de 01.08.2004

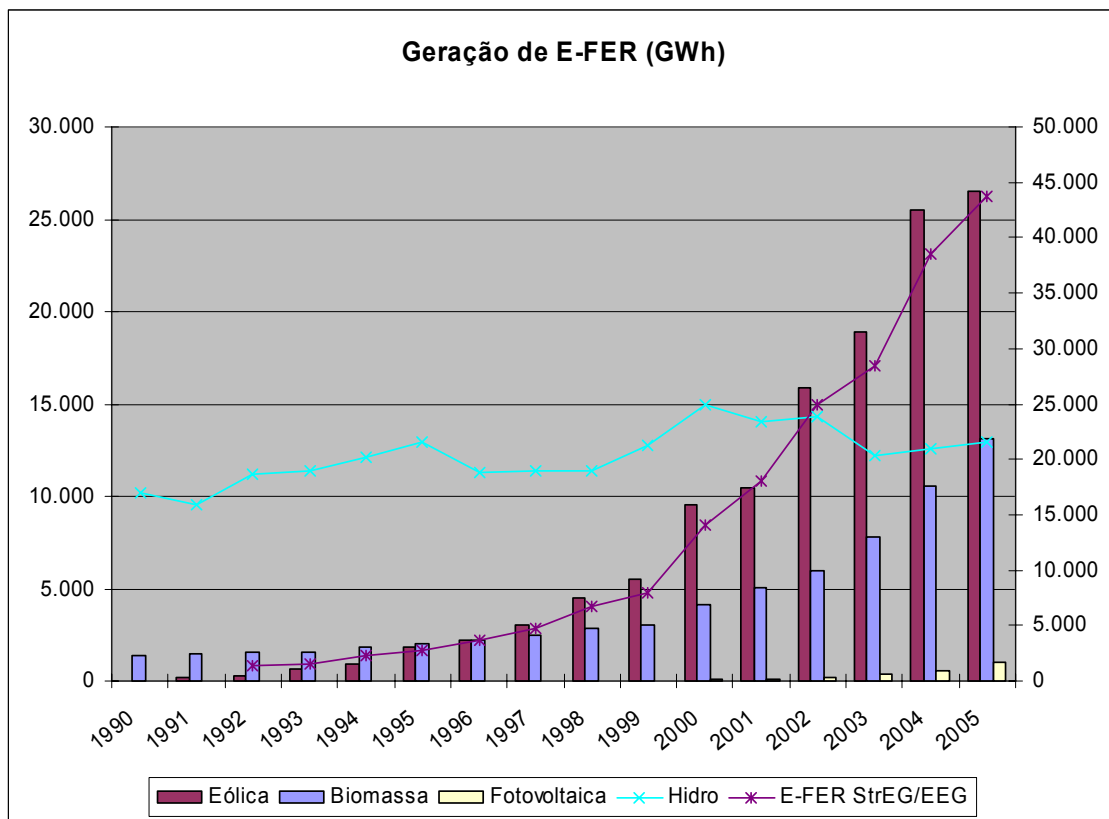
	Regressão anual	2004	2006	2010	2013	Duração (anos)
		(€-Ct/kWh)				
Hidro <500 kW	0 %	9.67	9.67	9.67	9.67	30
Hidro <5 MW	0%	6.65	6.65	6.65	6.65	
Hidro < 150 MW Somente com modernização e aumento de capacidade	1%	7.67 aumento em capacidade de 500 KW 6.65 aumento em capacidade de 10 MW 6.10 aumento em capacidade de 20 MW 5.56 aumento em capacidade de 50 MW após 2004 regressão anual de 1%				15
Gás de aterro e esgoto ⁽⁵⁾ <500 kW	1.5%	7.67	7.44	7.00	6.70	20
Gas de aterro e esgoto ⁽⁶⁾ < 5 MW		6.65	6.45	6.07	5.80	
Biomassa < 150 KW	1.5%	11.50	11.16	10.51	10.04	20
Biomassa < 500 kW		9.90	9.60	9.04	8.64	
Biomassa < 5 MW		8.90	8.64	8.13	7.77	
Biomassa < 20 MW		8.40	8.15	7.67	7.33	
Geotérmica < 5 MW	1% a partir de 2010	15.00	15.00	14.85	14.40	20
Geotérmica < 10 MW		14.00	14.00	13.86	13.44	
Geotérmica < 20 MW		8.95	8.95	8.86	8.59	
Geotérmica > 20 MW		7.16	7.16	7.09	6.88	
Eólica Onshore	2%	8.70 ⁽¹⁾ /5.50 ⁽²⁾	8.36/5.28	7.71/4.87	7.26/4.58	20
Eólica Offshore ⁽³⁾	2% a partir de 2008	9.10/6.19	9.10/6.19	8.57/5.83	5.49/5.49	20
Fotovoltaica ⁽⁴⁾	5%	45.70	40.60	31.02	25.36	20
1) O valor maior do “preço premium” é garantido por um período que varia de 5 à 20 anos dependendo da carga de referencia da planta – Depois começa o pagamento do preço premium básico 2) “Preço premium” básico 3) O valor maior do “preço premium” é pago para comissionamento antes de 2011; É garantido por um período de 12 ou 20 anos, dependendo da localização da planta 4) Para instalação fotovoltaica em telhados é garantido um “preço premium” de 57,4 €-Ct/kWh para instalações acima de 30 kW; 54,6 €-Ct/kWh para instalações acima de 30 kW; e 54 €-Ct/kWh para uma capacidade igual ou acima de 100 kW. Para fachadas, existe ainda mais um valor de 5 €-Ct/kWh. Esses valores são válidos para 2004. Após essa data deve ser considerada uma taxa de regressão de 5%. 5) Para gás de aterro e esgoto o valor sobe para 9,67 €-Ct/kWh e (6) 8,65 €-Ct/kWh, caso sejam utilizados tecnologias inovadoras. Fonte: BMU, 2005 [29]						

Vale comentar que além da EEG, a política de promoção fontes de energia renovável conta ainda com outros instrumentos tais como suporte ao investimento, redução de taxas e incentivos financeiros, nos programas de âmbito federal e estadual que oferecem apoio para introdução de E-FER no mercado. Um dos programas mais importantes do governo alemão foi o “100.000 Roofs Photovoltaic Programme” lançado em 1999 com o intuito de promover 100.000 instalações fotovoltaicas com uma média de 3 kW cada perfazendo um total de 350 MW. Este programa foi completado com sucesso em 2003.

Podemos verificar pela Figura 12 que o resultado alcançado pela Alemanha é bastante impressionante. Em 1990 a participação de fontes de energia renovável no consumo de eletricidade era pouco abaixo de 4%, em 2005 alcançou 10,2%, com um total de 62.168 GWh. Podemos verificar um crescimento expressivo da energia eólica, a partir de 2000 e da biomassa, a partir de 2003 (possivelmente por causa do Biomass Ordinance²⁹). Hidroeletricidade se manteve mais ou menos constante variando de 17.000 a 21.000 GWh. O total de E-FER financiada pela EEG, em 2005 foi cerca de 43.700 GWh [29].

²⁹ Decreto para alavancar investimentos em biomassa, principalmente em áreas rurais

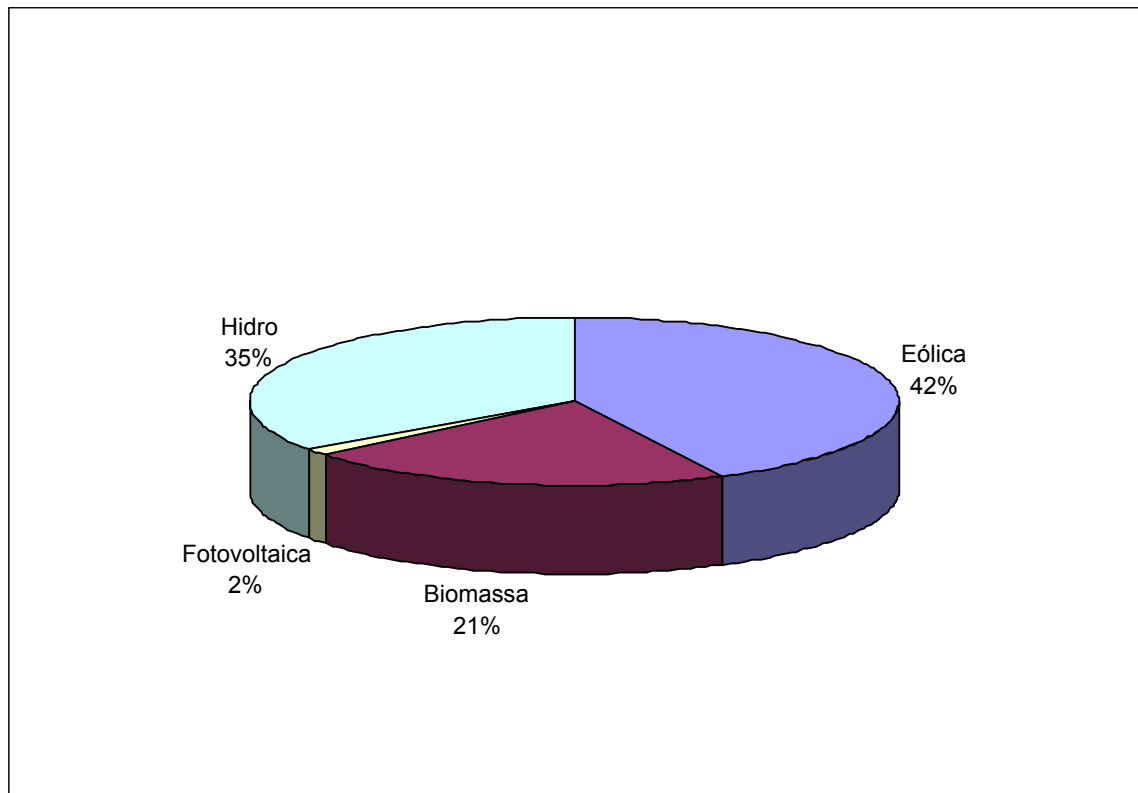
Figura 12 – Evolução da geração de E-FER 1990-2005 - Alemanha



Elaboração própria a partir dos dados do BMU, 2005 [29]

A contribuição de cada fonte na geração de E-FER pode ser visto na Figura 13. Energia eólica, com 42%, ultrapassou hidroeleticidade (já desde 2004) - a Alemanha possui cerca de um terço da capacidade instalada mundial desta fonte, com 18.428 MW instalados em 2005. No entanto, segundo o BMU [30] existem sinais de uma diminuição na tendência de energia eólica on-shore, devido principalmente ao limitado número de locais apropriados à instalação dessas fontes e devido a alta taxa de decaimento de 2% aprovada a partir de 2004 na EEG.

Figura 13 – Contribuição de E-FER por Fonte



* Biomassa inclui: gás de aterro (3,5%), gás de esgoto (1,4%), biogás (5,1%), Biocombustíveis sólidos (7,6%), Fração biogênica do rejeito (3,3%) e Biocombustíveis líquidos (0,2%)³⁰

Fonte: BMU, 2005 [30]

Um outro fator que deve ser aqui mencionado e que é amplamente divulgado pelo governo alemão é a geração de empregos associada ao desenvolvimento de E-FER. Segundo dados do DIW –Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung [31], a indústria de energia renovável é responsável pela criação de cerca de 110.000 postos de trabalhos. E se considerar o setor de serviços esse número sobe para aproximadamente 120.000 (dados para 2002).

3.4.3 BARREIRAS PARA PROMOÇÃO DE E-FER

Podemos verificar que a geração e o mercado de fontes de energia renovável na Alemanha vem se desenvolvendo rapidamente. Fruto de uma política de promoção

³⁰ No final de 2005 cerca de 140 novas plantas de biomassa entraram em operação para converter biocombustível (biomassa) sólida em eletricidade. A capacidade total instalado foi de 1000 MW. Foi gerado no total em torno de 4,7 TWh; a participação da fração biogênica no rejeito convertido em eletricidade foi de 2 TWh. Biogás contribui para cerca de 3.2 TWh, maioria dessas instalações sendo na área rural com resíduos de agricultura.

consistente que garante um valor de “preço premium” suficientemente alto para garantir o retorno financeiro e a segurança do investimento no longo prazo. Mas a fórmula para o sucesso teve um conjunto de fatores como pano de fundo: um sistema descentralizado (tanto da indústria de eletricidade quanto das decisões da política energética), que favoreceram a formação de associações e de lobbies para a promoção de E-FER; a participação dos governos locais que evitaram o comportamento “Not-in-my-Backyard”; a liberalização tardia do mercado de energia na Alemanha; e a alta taxa de reembolso estabelecida como “preço premium” para os geradores de E-FER.

Não obstante, como qualquer outra iniciativa nova, no âmbito político-econômico de um país, que venha a estabelecer obrigatoriedades e aumentar encargos da indústria, houve algumas barreiras, e a principal foi a resistência das empresas distribuidoras de eletricidade para pagar o preço estabelecido aos geradores de E-FER

A partir de 1995, quando o número de projetos de energia renovável quase que dobrou em comparação com o ano anterior, as empresas³¹, representadas pela “German Electricity Association”, questionou a constitucionalidade da Lei [32]. Eles argumentaram que o “preço premium” pago aos geradores de energia renovável seria uma tarefa extra que sob a Constituição alemã seria somente legal sob determinada circunstância. Com este argumento a Associação recomendou a seus membros (a maioria das empresas da Alemanha) que continuassem a pagar o valor definido na Lei somente enquanto a inconstitucionalidade não fosse declarada [9].

Mas o que aconteceu de fato foi que as empresas se recusaram a pagar o valor do “preço premium” e passaram a reembolsar os geradores de E-FER pelos custos evitados. Isso gerou uma resposta dos “Escritórios de Cartéis (Cartel Offices)” dos estados. Paralelamente os geradores de E-FER apelaram para o “Escritório de Cartéis Federal (Federal Cartel Office)” cujos procedimentos legais adotados foram suficientes para que as empresas de eletricidade voltassem a pagar o valor definido na Lei [9].

³¹ As empresas de energias regionais e locais dos estados do norte da Alemanha (cujo potencial para geração eólica era maior) ficaram sobrecarregadas nos custos de reembolso. A resistência aumentou e levou a primeira reforma da Lei em 1998

De 1995 até 2000 as empresas também questionaram na justiça essa Lei. No entanto a Corte Federal na Alemanha resistiu e não negou a Constitucionalidade da Lei. Em Março de 2001 a Corte de Justiça Européia, em Luxemburgo, declarou que o instrumento de promoção adotado na Alemanha – o Feed-in – não interferia com os regulamentos da competição européia. Essa decisão foi bem vinda pelo governo alemão, pois colocou um ponto final na discussão e na insegurança causada por essa disputa [10].

Mais recentemente (Dezembro, 2005), a Comissão Européia declarou que o “Feed-in Tariffs” vem sendo o instrumento mais efetivo e mais barato para promover fontes de energia renovável [7].

3.5 ANÁLISE DA EFETIVIDADE DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS ADOTADOS PARA A PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA – UMA ANÁLISE COMPARATIVA - QUAL O MELHOR?

3.5.1 INTRODUÇÃO

Conforme vimos pelos estudos de caso, a Alemanha vem se destacando na promoção de E-FER. Mas também vimos que diversos fatores influenciaram o sucesso da política: liberalização somente na década de 90 e descentralização das esferas de poder, tornando possível fomentar fontes renováveis sem o critério da eficiência e redução de custos. No entanto, o sucesso de uma política não pode ser somente avaliado pelo seu resultado positivo na expansão do uso de E-FER – claro que isso é relevante – mas é importante também avaliar, em cada país, o setor correspondente e o estágio de mercado da tecnologia, se existem políticas alternativas, a disponibilidade dos recursos renováveis, e em que medida o instrumento adotado contribui realmente para ultrapassar as barreiras existentes e o quanto ele é custo-efetivo.

Por exemplo, conforme será visto nos próximos itens o setor de biomassa é mais complexo que o setor de energia eólica, e alguns países já possuem uma certa tradição no seu uso para a geração de eletricidade. Portanto, nesse caso, qual seria realmente a efetividade do instrumento de promoção, cujo principal objetivo é oferecer um valor suficiente para que as barreiras, sejam estruturais ou financeiras, possam ser superadas?

Sendo assim, este item tem por objetivo fazer uma análise dos resultados obtidos em cada país e qual o tipo de fonte que eles vêm prioritariamente estimulando e até que ponto o instrumento de promoção e o valor do subsídio vêm contribuindo para isso, o que será feito a seguir.

3.5.2 GERAÇÃO DE E-FER NO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA.

O sucesso de uma política para fontes de energia renovável pode ser avaliado em termos dos resultados obtidos no aumento da participação de E-FER no consumo final de eletricidade ao longo de um determinado período.

Conforme podemos ver na Figura 14, a participação de E-FER no Reino Unido saltou de 2,0% em 1994 para 3,7% em 2004, tendo pequenas variações no decorrer desse tempo; Na Holanda de 1,9% para 5,7%, onde ganhos significativos foram adquiridos nos períodos 1996-1998 (durante a Ecotaxa) e a partir de 2003 (MEP feed-in) – a estagnação 1999-2000 da geração doméstica pode ser atribuída ao período onde grande quantidade de E-FER foi importada não motivando assim, a construção de nova capacidade internamente; Na Alemanha de 4,3% para 9,7%, apresentando crescimentos significativos a partir de 1998 (quando foi adotada a primeira reforma do StrEG) e a partir da adoção da Lei de Energia Renovável - EEG. A Alemanha é o país que se encontra mais próximo do atendimento da meta estabelecido pela União Européia para 2010.

Vale comentar, no entanto, que conforme a Figura 14, a Holanda também estaria próximo da meta. Mas existem discrepâncias nos dados desse país: os dados para a figura abaixo foram retirados do EUROSTAT [33]; Já os dados oficiais do CBS [25] apresentam para 2004 (conforme Figura 10, pág 52) uma participação de E-FER no consumo final de 4,3%. O motivo para isso não está claro, e possivelmente pode ser devido à contabilização de E-FER importada e/ou período do ano em que os dados foram coletados para a análise. De qualquer forma, o governo holandês já manifestou que para o atendimento da meta da UE de 2010 uma parte de E-FER importada seria bem vinda – e sendo assim pode-se considerar que a Holanda cumprirá a meta.

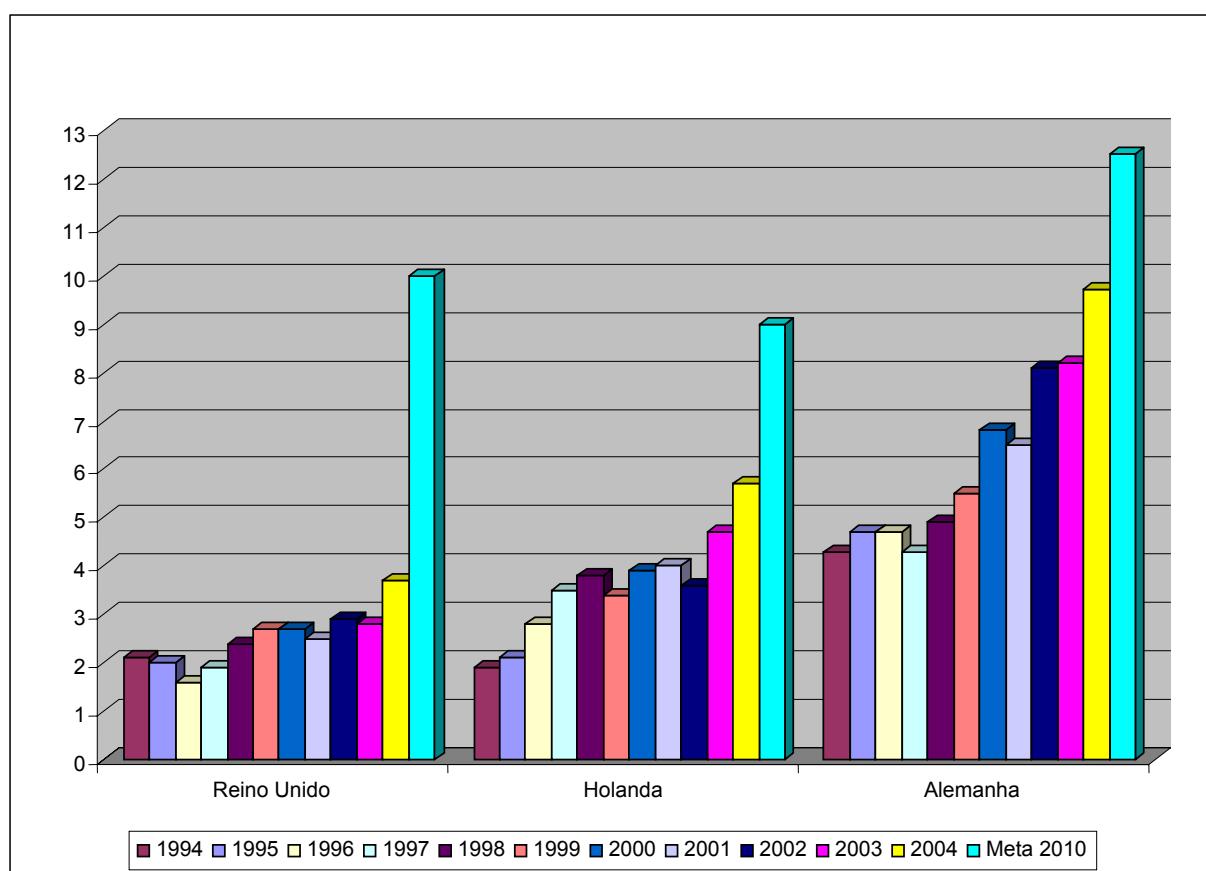
Se considerarmos a taxa de incremento anual média da participação de E-FER em relação ao consumo final de eletricidade (a variação entre os anos de 1994 e 2004, divididos pelo mesmo período correspondente), temos:

- 0,145% para o Reino Unido,
- 0,345 para a Holanda
- 0,409% para a Alemanha.

Vale ressaltar, que o valor obtido para a Holanda se deve em grande parte ao acréscimo de geração de E-FER nos anos de 2003 e 2004³², quando da introdução do MEP feed-in. Se considerarmos o período de 1994 até 2002 (com a Ecotaxa e os certificados verdes) a taxa de incremento anual média cai para 0,188%.

Portanto no que diz respeito aos instrumentos adotados podemos comprovar que o “Feed-in tariffs” estimulou de forma mais eficiente fontes de energia renovável

Figura 14 – Comparação da participação de E-FER no Reino Unido, Holanda e Alemanha – 1994-2004 e Meta 2010



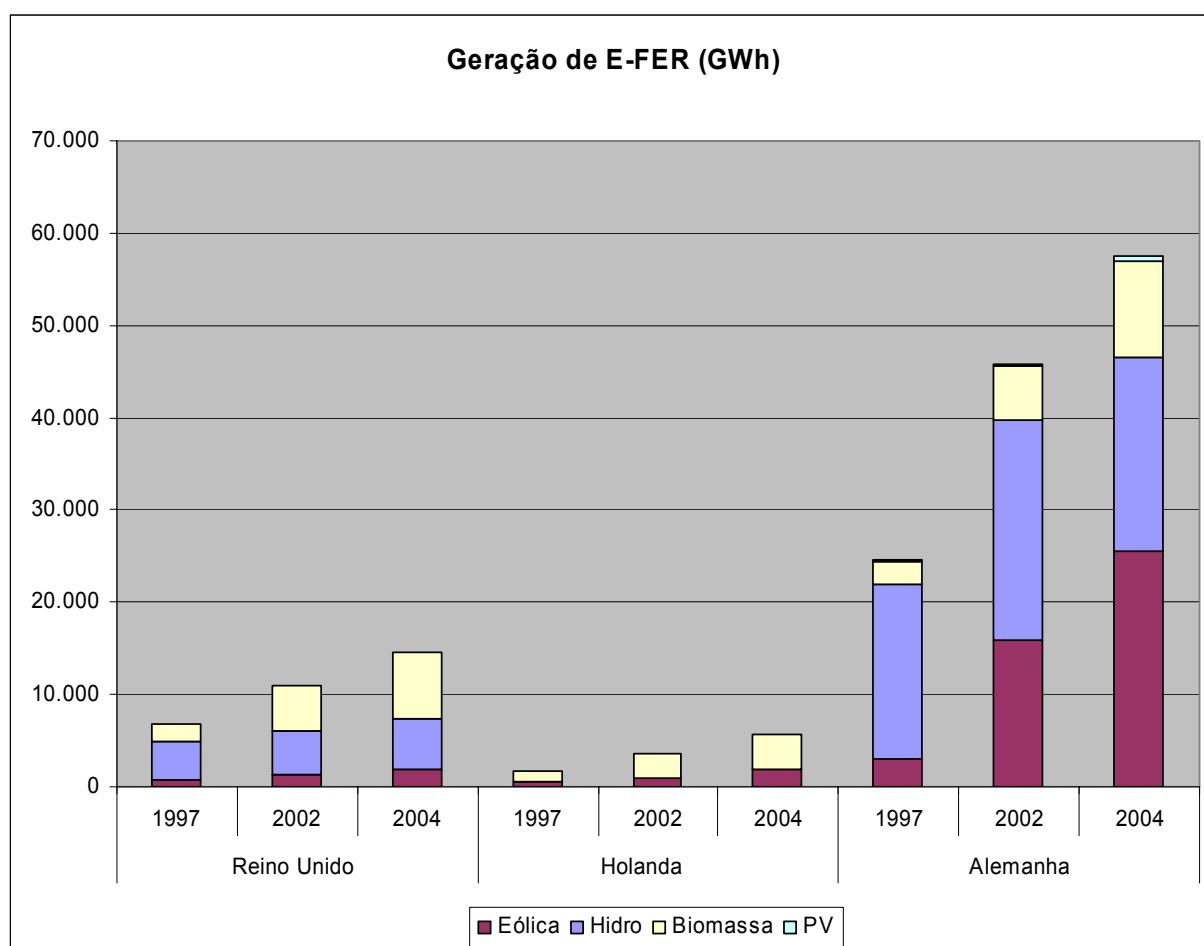
Fonte: Eurostat, 2005 [33]

Em relação à geração de E-FER por tipo de fonte verificamos na Figura 15 que a Alemanha se destaca na geração da energia eólica, hidroeletricidade e biomassa. Quando analisamos, no entanto, a contribuição de cada fonte na geração final de E-

³² Conforme comentado no item 3.2 esse acréscimo se deu basicamente para a geração a partir de biomassa sólida

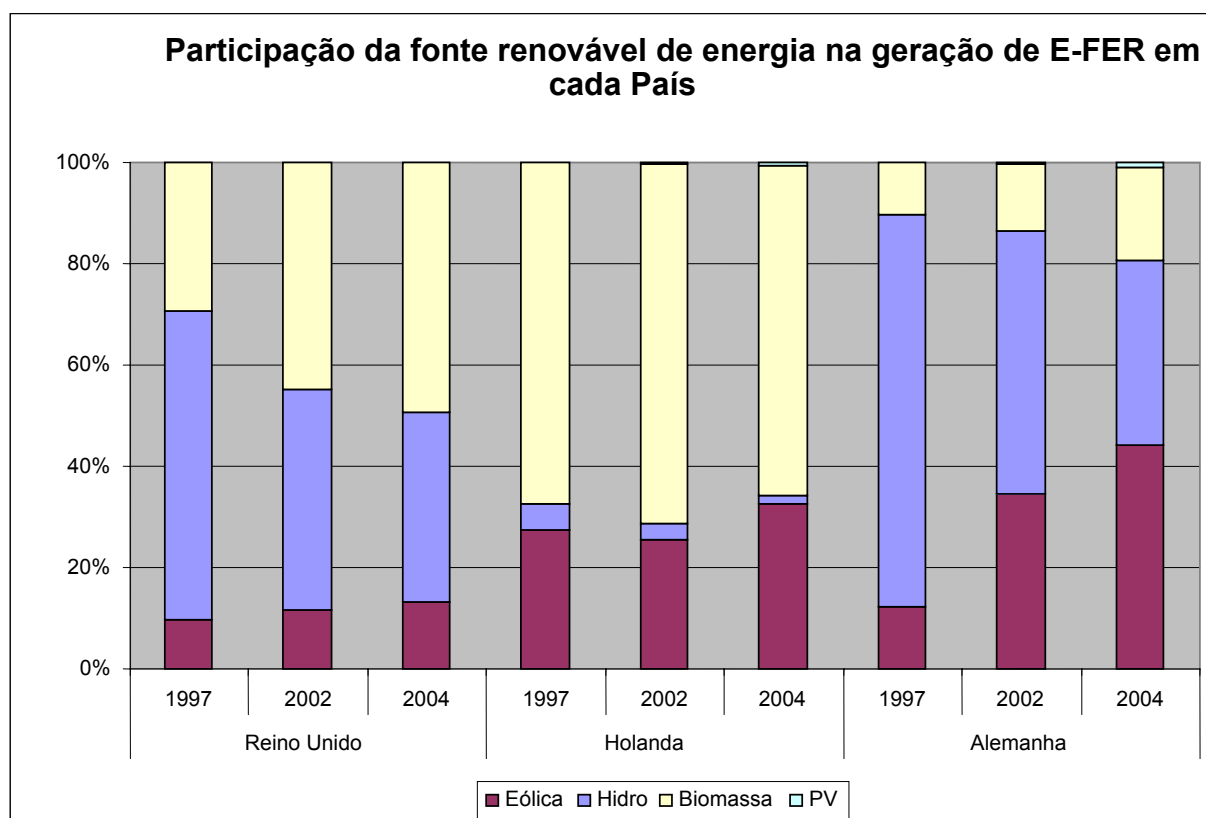
FER, conforme Figura 16, vemos que biomassa se destaca fortemente na Holanda e no Reino Unido quando comparado à Alemanha.

Figura 15 – Comparação da geração de energia renovável por fonte no Reino Unido, Holanda e Alemanha



Fonte: Eurostat, 2005 [33]

Figura 16



Fonte: Eurostat, 2005 [33]

O fato de a energia eólica ter obtido maior sucesso até então na Alemanha pode ser explicado pelo nível do “preço premium” ³³ aplicado no StrEG e na EGG e principalmente todo o marco regulatório estável que contempla os investidores com uma maior segurança no longo prazo. Esse fato associado a poucas barreiras administrativas e regulatórias estimulou o crescimento da energia eólica.

No Reino Unido e na Holanda, apesar de o potencial para energia eólica ser maior, os instrumentos de políticas adotados não conseguem ainda superar as barreiras desse setor. E vêm estimulando mais fortemente fontes mais baratas ou cujas curvas de aprendizado já estejam mais maduras. Além disso, a complexidade de instrumentos na Holanda e as incertezas quanto ao valor do subsídio no Reino Unido (já que o certificado verde tem valor variável no mercado spot) aumenta a

³³ O nível do subsídio (preço premium) deve ser bem ajustado no feed-in. Se for alto demais, há uma distorção do mercado; se for baixo demais, não estimula construção de nova capacidade. É amplamente aceito e divulgado que o valor do preço premium é alto no feed-in e que esse fato estimularia os investimentos em energia eólica. No entanto como será visto no item adiante, o nível da tarifa não é tão alto quando comparado com o Sistema de Quotas (Quota System), no Reino Unido

sensação de risco – empreendedores de energia eólica preferem políticas estáveis e de longo prazo para minimizarem seus riscos.

Quando consideramos a biomassa, temos que ter em mente a complexidade desse setor para efetuar qualquer análise. Biomassa se refere a produtos e resíduos de muitas fontes diferentes: agricultura, floresta, cidades, animais etc. Analisar isso com diversos esquemas de suporte pode ser uma tarefa complicada, principalmente para entender a motivação e as razões pela qual um país possui bom resultado ou não – muitas vezes não depende somente do instrumento, mas da tecnologia e do enfoque (pequena escala, grande escala, resíduos de agricultura ou gás de aterro, biomassa sólida), bem como se existem políticas complementares ou não. Da literatura [7], alguns exemplos podem ser retirados:

- Na Alemanha a política para o biogás foi orientada para plantas de pequeno e médio porte em sua maior parte resíduos de agricultura (biogás de agricultura), que possui alto custo, mas essa decisão é justificada por razões ambientais e de desenvolvimento rural. Por esta razão a quantidade de eletricidade gerada a partir do gás de aterro sanitário e de esgoto é similar ao biogás de agricultura (ver nota da Figura 13). O crescimento observado durante a última década para o biogás se acelerou após a revisão das tarifas dentro do EGG. Já a biomassa sólida (proveniente de resíduos de floresta e madeira) não tem muita efetividade - a incerteza na obtenção do combustível (existem ainda barreiras de infra-estrutura e mercado) dificulta a obtenção de financiamento.
- No Reino Unido, o biogás de lixo é a principal fonte de geração para esse setor (não existe desenvolvimento do biogás de agricultura), que possui custos razoáveis e benefícios ambientais reduzidos quando comparado aos resíduos de agricultura - além disso, existem mecanismos de suporte complementares e uma política de tratamento de resíduos, que claramente ajuda essa tecnologia a se desenvolver. Tanto no Sistema de Leilão (Tender System) quanto no Sistema de Quotas (Quota System) o crescimento dessa fonte continua aumentando.

- Na Holanda, também é incluído na classificação de biomassa a co-geração com óleo de palma que representou em 2003 cerca de 3% do mercado de biomassa. No entanto, em 2004 e 2005 a grande contribuição para este setor foi proveniente da incineração de biomassa sólida e resíduos – foram feitos investimentos para modernização tecnológica em várias plantas de incineração e isso resultou em um aumento na geração de eletricidade a partir dessa tecnologia. Além disso, o valor do “preço premium” para biomassa no MEP feed-in é considerado suficiente para cobrir os custos de geração dessa fonte – e existem outros mecanismos de suporte para o setor em geral.

Logo, podemos verificar que a pouca contribuição (%) de biomassa na geração final de E-FER na Alemanha é resultado de uma política que privilegia fontes de pequena escala e mais voltada para o desenvolvimento rural. Esse tipo de tecnologia costuma ser mais cara e apresentar maiores barreiras estruturais. Mas, mesmo assim a geração alcançada na Alemanha em 2004 (Figura 15) foi maior que no Reino Unido e na Holanda, onde, além do subsídio (preço premium) fornecido pelo instrumento de promoção, existem outras políticas voltadas para o setor.

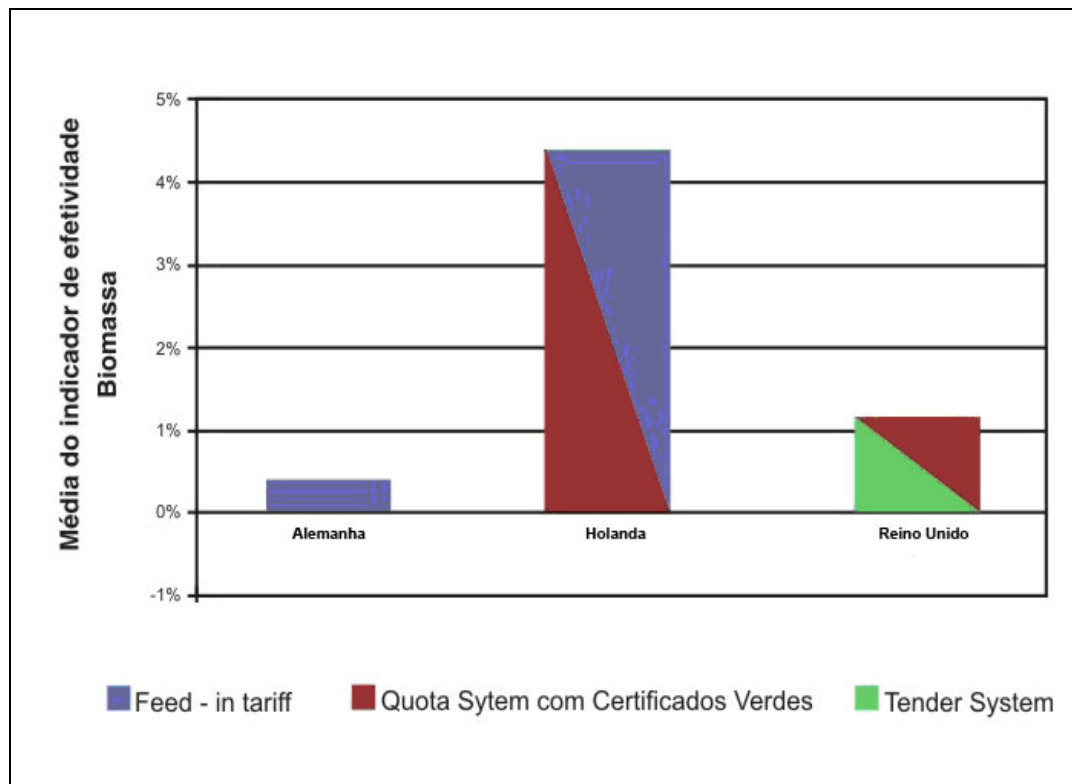
Mas não é somente a quantidade alcançada na geração de E-FER que mostra a efetividade de um instrumento. RAGWITZ et. al. [34] realizou uma análise da efetividade baseado no conceito de disponibilidade. Ou seja, a efetividade foi determinada em relação ao potencial adicional realizável de cada tecnologia em cada País até 2020³⁴. Os resultados podem ser visualizados nas Figuras 17 e 18 abaixo. Vale ressaltar que o setor de biomassa foi dividido em dois: biomassa sólida e biogás.

Para biomassa sólida podemos ver que o desenvolvimento dessa fonte ainda está aquém do potencial disponível em cada País. Mas de todos os países analisados a Holanda, em relação ao potencial realizável até 2020, foi a que apresentou maior

³⁴ Efetividade pode ser definida como sendo a geração de eletricidade comparado ao potencial remanescente até 2020. Em termos mais complexos é a taxa de mudança no potencial de geração a cada ano, em um dado período de tempo (no caso aqui seis ou sete anos) em relação ao potencial realizável no médio prazo (até 2020)

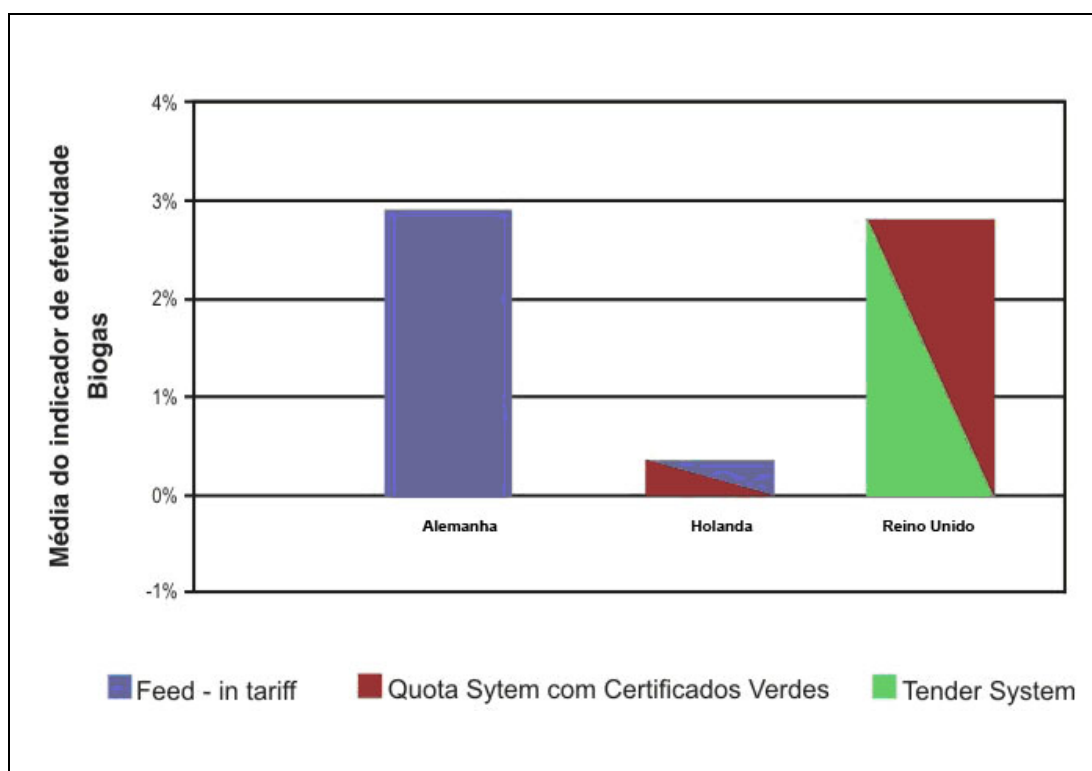
efetividade. Ou seja, a Holanda é que vem melhor explorando e estimulando essa fonte de energia.

Figura 17 – Indicador de efetividade para Biomassa (período 1998-2004)



Para o Biogás, também podemos visualizar que o desenvolvimento dessa fonte é relativamente baixo em comparação à disponibilidade em cada País, não apresentando níveis de efetividade maiores que 3%. O maior crescimento pode ser observado na Alemanha e no Reino Unido – apesar de a Alemanha incentivar plantas de pequena escala e de resíduos de agricultura, que são tecnologias mais caras, conforme comentado anteriormente. No Reino Unido o biogás, que é proveniente em sua maior parte do gás de aterro, possui outros mecanismos de apoio, demonstrando mais uma vez que quando o valor do “Feed-in tariifs” é estabelecido corretamente o suporte permite o desenvolvimento do mercado e a superação dos obstáculos do setor. E que, para o sistema de quotas é preciso um instrumento de apoio secundário.

Figura 18 – Indicador de efetividade para o Biogás (período 1998-2004)



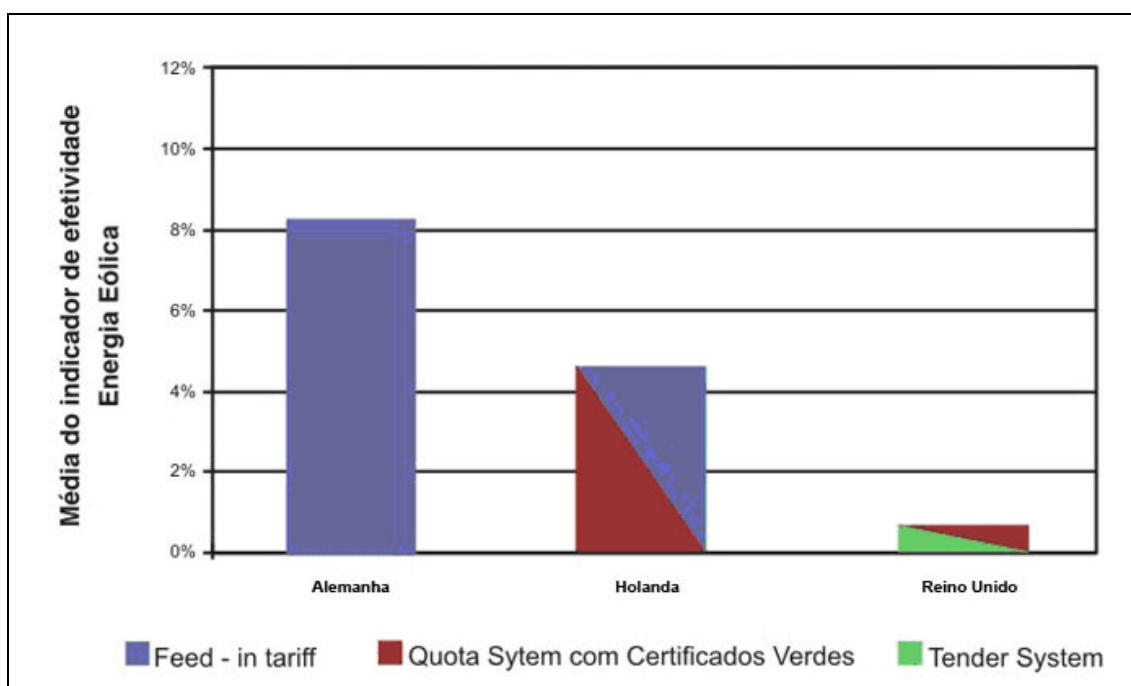
De acordo com RAGWITZ et. al. [34], “a principal barreira para o desenvolvimento dessa fonte (biomassa) é frequentemente mais estrutural do que econômica. A biomassa sólida representa a fonte mais barata em alguns países da Europa, e atrai a maior parte dos investimentos quando a política para promoção de E-FER não diferencia por tipo de tecnologia”. O que podemos comprovar com a Ecotaxa na Holanda – e no caso do biogás no RO no Reino Unido

Continuando: (...) “Em muitos casos não é preciso ter um subsídio (preço premium) para construir nova capacidade de geração a partir dessa fonte em alguns países” (...) “a eficiência desses instrumentos está exatamente no fato de ignorar tecnologias com um potencial tecnológico significativo no futuro” (...) “A natureza do instrumento de promoção também influi como no caso do leilão (tendering) no Reino Unido, que promoveu somente as opções tecnológicas mais baratas (no caso biogás)” (...) “também a antiguidade e a tradição do setor e da indústria de biomassa tem um papel importante para o desenvolvimento dessa tecnologia”.

Essa análise também foi realizada para a energia eólica, hidroeletricidade e energia fotovoltaica (Figuras 19, 20 e 21). Apesar de a Alemanha³⁵ ter tido a maior efetividade para essas três fontes – ou seja, a maior efetividade convergiu com uma maior quantidade de geração de E-FER, o mesmo não se refletiu para a Holanda e o Reino Unido: A Holanda apresentou uma maior efetividade para energia eólica (apesar de a geração em 2004 ter sido ligeiramente menor que a do Reino Unido) e fotovoltaica quando comparado ao Reino Unido – demonstrando que a Holanda foi mais eficiente na promoção da energia eólica, mesmo com toda a confusão dos instrumentos, do que o Reino Unido durante o Sistema de Leilão (Tender System), comprovando que esse instrumento não foi eficiente para romper as barreiras associadas ao setor de energia eólica.

Para energia fotovoltaica, tanto a Alemanha quanto a Holanda possuem mecanismos complementares de apoio a essa fonte, que atualmente é uma das mais caras e a que mais precisa de apoio para o seu desenvolvimento tecnológico.

Figura 19 - Indicador de efetividade para Energia Eólica (período 1998-2004)



³⁵ Alemanha teve uma efetividade maior para eólica – e é o país que possui maior geração dessa fonte. Portanto podemos dizer que o instrumento adotado na Alemanha apóia aproximadamente cerca de 8% do potencial total existente. Para a Holanda 4% e para o Reino Unido 1%.

**Figura 20 – Indicador de efetividade para Pequenas Centrais Hidrelétricas
(período 1998-2004)**

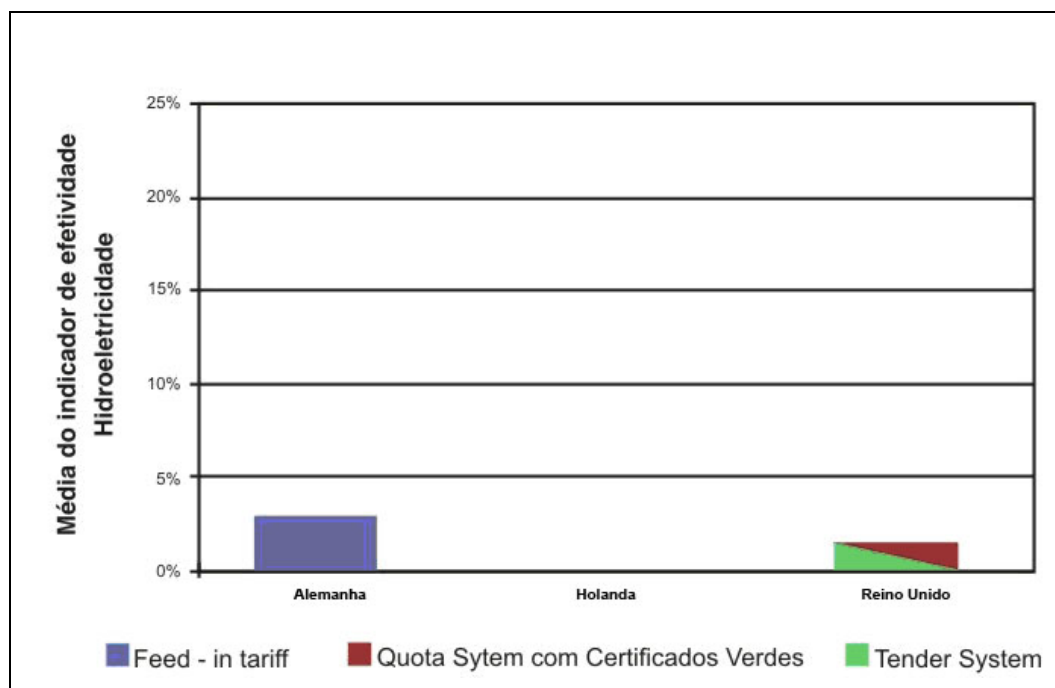
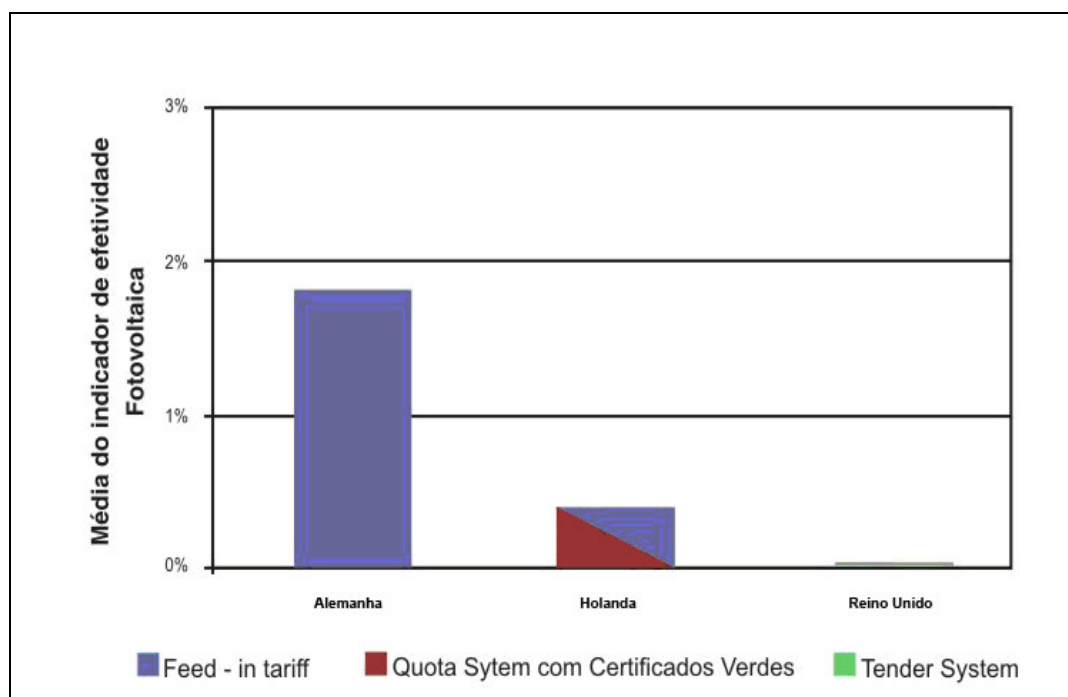


Figura 21 – Indicador de Efetividade para Energia Fotovoltaica (período 1998-2004)



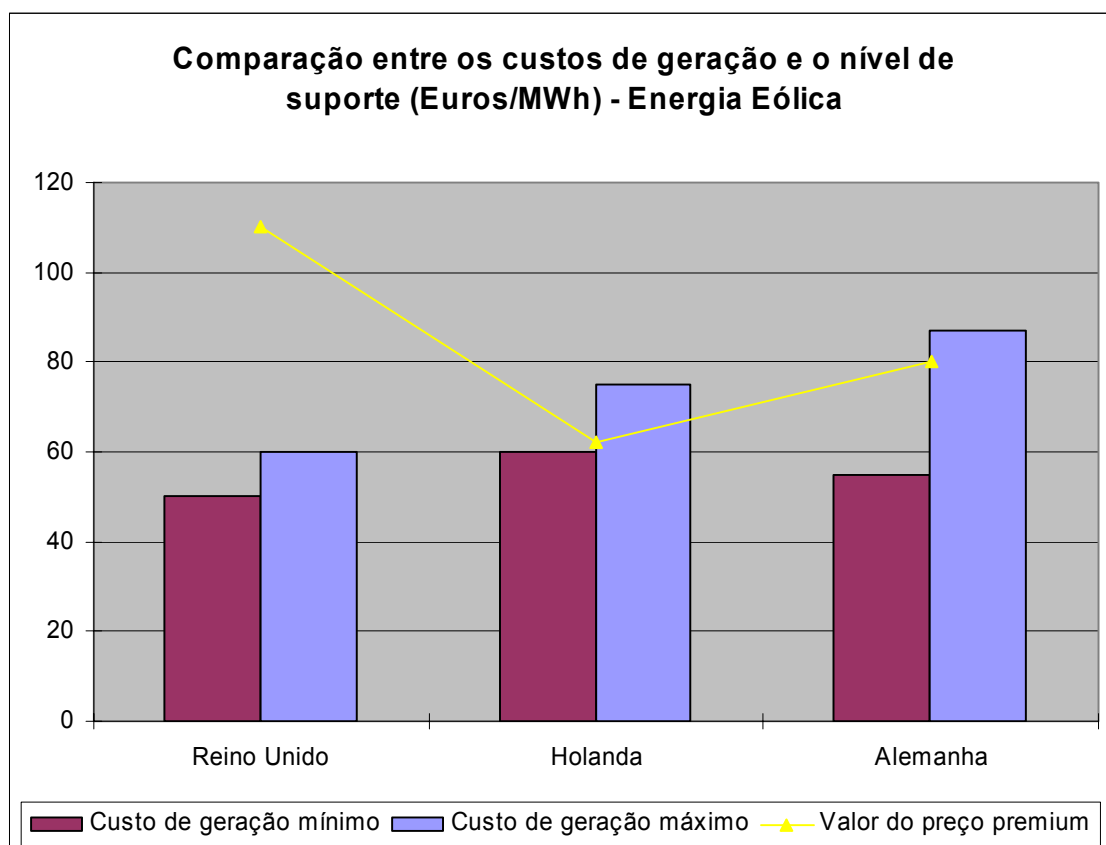
3.5.3 VALOR DO PREÇO PREMIUM E CUSTOS DE GERAÇÃO DE E-FER

Uma outra informação importante para poder avaliar a efetividade e entender os pontos fortes e vulneráveis de uma política de promoção de E-FER é o nível do valor do “preço premium” e os custos de geração em cada País. Com base nesses valores e na efetividade alcançada na geração de E-FER (apresentado no item anterior) podemos confirmar ou demonstrar algumas discrepâncias entre as premissas aceitas normalmente pelo mercado e pelos agentes do setor.

Os valores do “preço premium” que serão apresentados neste item, foram retirados do Comunicado da Comissão Europeia para avaliação dos instrumentos de promoção na Europa [7]. Apesar desses valores estarem disponíveis em vários documentos e nas comunicações nacionais de cada País, a UE fez uma normalização do valor do “preço premium” de forma a poder compará-los. Como a duração do suporte varia de acordo com a política adotada em cada País, a UE normalizou todos os instrumentos para um prazo de 15 anos, considerando uma taxa de juros de 6,6%.

As Figuras a seguir mostram os custos de geração e o nível de suporte para cada tecnologia, em cada País. Conforme podemos ver na Figura 22, para energia eólica o nível de suporte varia de: 62€/MWh na Holanda, 80€/MWh na Alemanha, e 110€/MWh no Reino Unido:

Figura 22



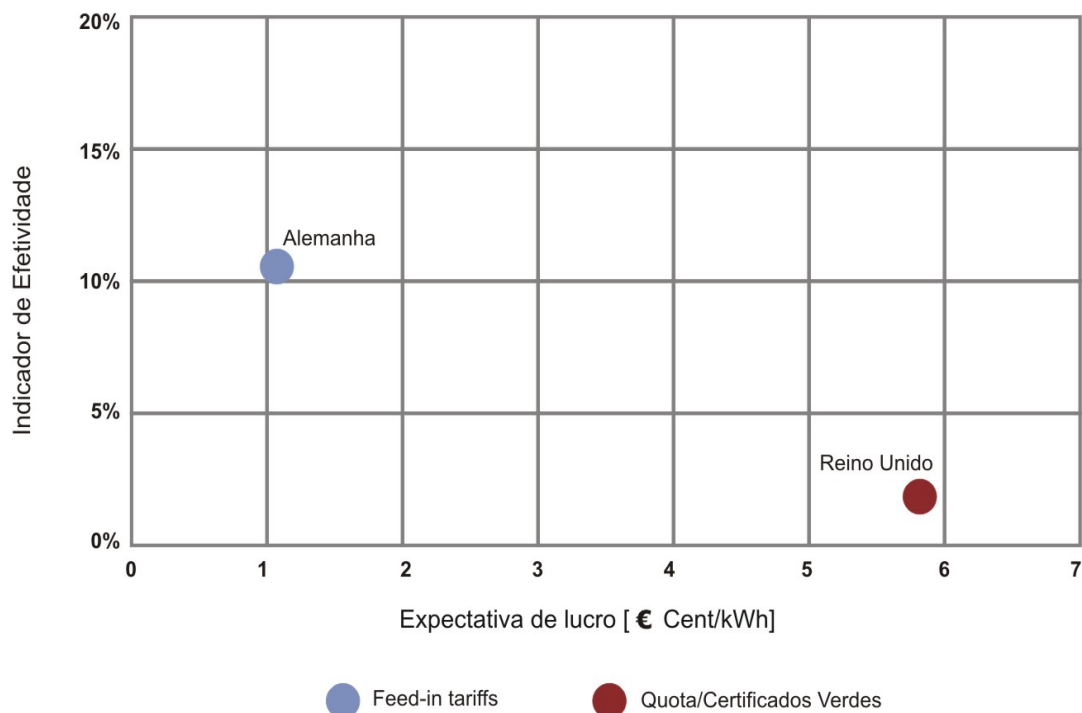
Fonte: Comissão Europeia [7]

Um dos mitos que normalmente é aclamado pelo mercado é o fato de o Sistema de Quotas (Quota System) ser mais alinhado com o mercado e não apresentar distorção de preços. Conforme podemos ver pela figura acima o nível de suporte no Reino Unido é mais alto – mesmo apresentando custo de geração mais baixo por causa da melhor disponibilidade de vento. No entanto, quando comparamos com a efetividade (apresentada no item anterior) vemos que o alto valor do suporte (preço premium) não é suficiente para deslanchar essa fonte.

Complementando, RAGWITZ et.al. [34] fez uma análise sob a perspectiva do investidor, ou seja de acordo com a expectativa de lucro do investimento. Na Figura 23 o Reino Unido apresenta uma baixa efetividade e uma expectativa de lucro mais alta - a Alemanha, ao contrário, mais uma vez consegue uma alta efetividade com uma expectativa de lucro mais baixa – comprovando, portanto, que existem outros tipos de barreiras e contextos políticos que travam o crescimento da energia eólica no Reino Unido. Na realidade o alto valor do suporte (preço premium) pretende

tornar o setor mais atraente, reduzir os riscos e promover o desenvolvimento de infra-estrutura necessária. Logo, uma grande diferença entre o valor do preço premium e os custos de geração representa alguma forma de dificuldades no setor ou na política adotada:

Figura 23 – Efetividade versus Lucro³⁶ na Alemanha e no Reino Unido



* Dados não disponíveis para a Holanda

Fonte: Ragwitz [34]

O mesmo vale para a Holanda, que apesar de ter uma efetividade mais alta que o Reino Unido, com um nível de suporte (preço premium) relativamente ajustado aos custos de geração, embora pouco atrativo, também não deslancha a energia eólica.

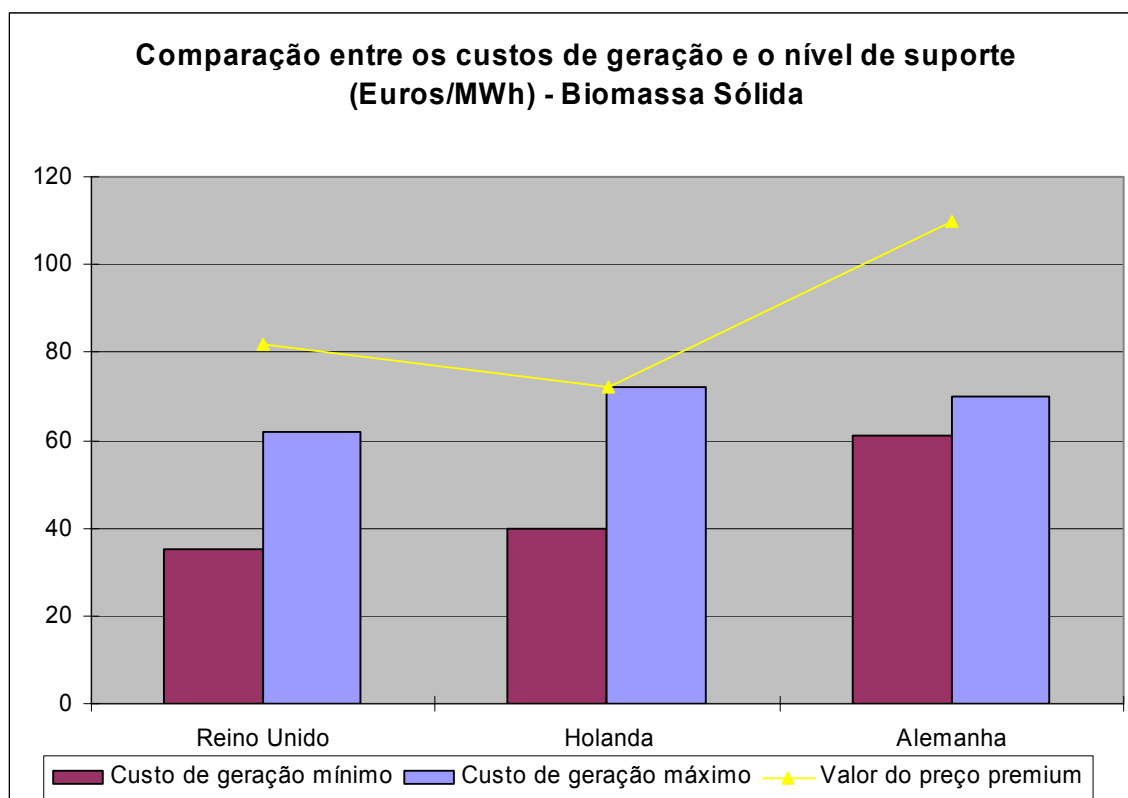
Para o Reino Unido a principal explicação para esse fato seria o risco associado ao investimento, já que o RO até o momento ainda não vem garantindo o investimento no longo prazo; restrições no processo de planejamento e licenciamento – o fenômeno “Not in My Backyard”; Falta de participação local dentre outras barreira já citadas no item 3.2.3 (pg. 35).

³⁶ Traduziu-se como “Lucro” o termo em inglês: “Annual Expected Profit”

Para a Holanda, talvez o principal entrave seja realmente a complexidade de instrumentos e a falta de consistência na política para promoção de E-FER, o que não traz grande segurança no investimento; além disso, o nível do valor do preço premium para eólica no MEP feed-in é mais baixo do que para biomassa (ver Figura 24 e 25 abaixo) – garantindo portanto uma maior rentabilidade do investimento para projetos a partir dessa fonte (na Holanda principalmente biomassa sólida) – que é um setor melhor estruturado e representativo do que a indústria de energia eólica; Contam para esse quadro também a ausência de espaços adequados à geração eólica num país densamente povoado.

Para a Alemanha, em relação a biomassa sólida (Figura 24), pode-se dizer a mesma coisa que para energia eólica no Reino Unido: alto valor do preço premium, pouca efetividade na geração e baixos custos de geração, refletem outras barreiras, que no caso da Alemanha é principalmente estrutural, pois esse setor ainda não está organizado o suficiente para garantir um sistema de distribuição da biomassa adequado e seguro.

Figura 24³⁷

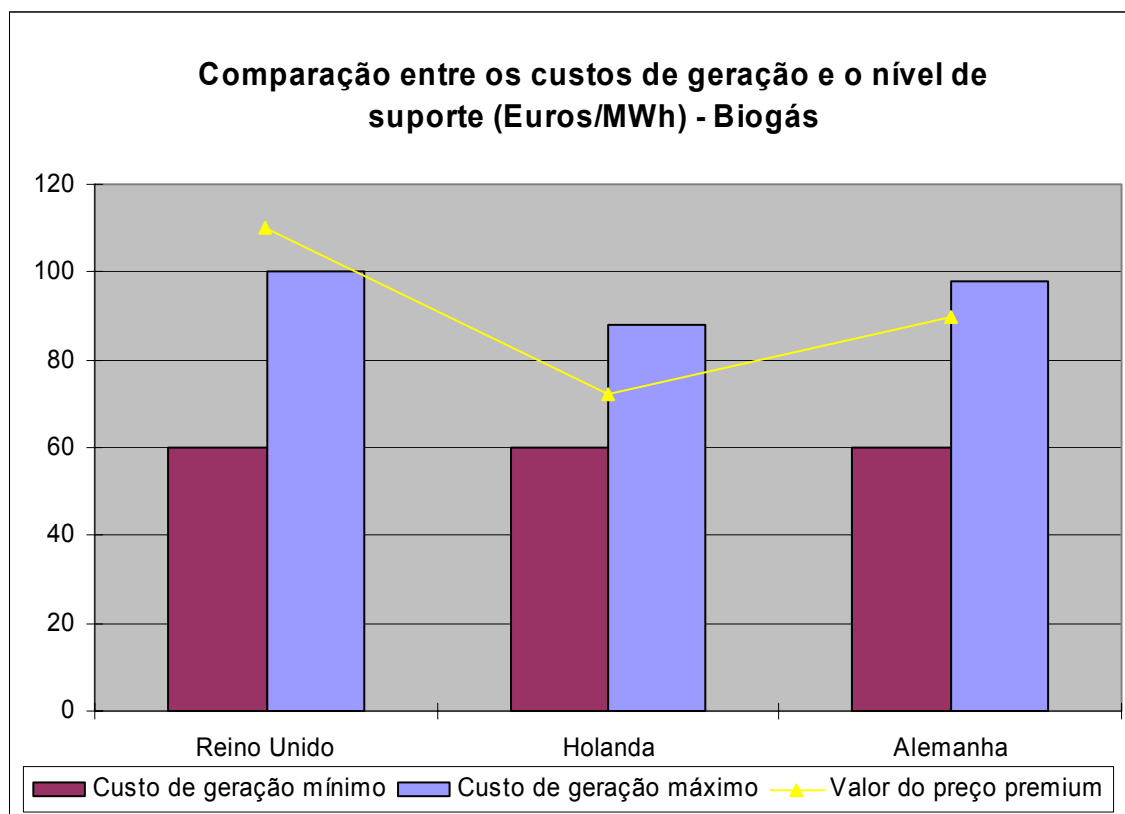


Fonte: Comissão Europeia [7]

No caso do biogás (Figura 25), Alemanha e Reino Unido apresentam efetividades semelhantes, mas focado em tecnologias diferentes: gás de lixo no Reino Unido e biogás de resíduos de agricultura na Alemanha. O nível de suporte (preço premium) é bem ajustado aos custos de geração e esse setor vem se desenvolvendo de acordo com as restrições existentes em cada país: Na Alemanha barreiras administrativas para o processo de licenciamento de plantas de biogás e no Reino Unido, risco associado ao investimento para frações do biogás mais caras [34]. Na Holanda, os custos de geração para o biogás são mais altos do que para biomassa sólida, para um mesmo valor de suporte – e por isso essa fonte tem pouca efetividade; mas também contribui para isso o foco tecnológico do setor de biomassa, que na Holanda é voltado para incineração de biomassa sólida.

³⁷ O valor de 82 €/MWh para esta tecnologia no Reino Unido não se explica, uma vez que os certificados verdes tem preço único e, portanto, o preço premium deveria ser o mesmo para todas as fontes contempladas no RO (110 €/MWh). Como a Comissão Europeia fez a normalização dos instrumentos para que os valores dos preços premium pudessem ser comparados (considerando uma duração de 15 anos e taxa de desconto de 6,6%), essa diferença pode ser relacionada a existência de marcos regulatórios diferenciados, tempo em que a tecnologia é válida para receber o preço premium, e políticas complementares.

Figura 25



Fonte: Comissão Europeia [7]

3.5.4 CUSTO DO SISTEMA DE PROMOÇÃO E O IMPACTO NA TARIFA DO CONSUMIDOR

Uma das maiores preocupações atualmente no que diz respeito à promoção de E – FER é relativo ao custo que a promoção dessas fontes teria para o consumidor final, como forma de avaliar até que ponto, econômica e financeiramente falando, seria viável utilizar mecanismos para a sua introdução no mercado e qual seria o mais adequado. Na realidade, vários simpatizantes de E-FER defendem que o custo de E-FER é mais alto porque não se leva em consideração as externalidades negativas associadas ao uso de combustíveis fósseis e que se assim fosse, fontes renováveis seriam perfeitamente viáveis.

De qualquer maneira, o peso do sistema de promoção para o consumidor final poderia ser considerado como a “disposição a pagar” de um país para apoiar o desenvolvimento de E-FER até que ela possa atingir valores mais competitivos –

sem levar em consideração as vantagens de apoio a essas fontes como geração de emprego e desenvolvimento industrial/tecnológico.

Baseado nos dados dos itens anteriores e em dados da literatura, faremos essa análise, baseada na metodologia adotada pela Alemanha [35], e que estenderemos nesse trabalho para a Holanda:

- Cálculo do custo adicional do sistema de promoção, que consiste na diferença entre o custo médio do sistema de promoção e o valor da eletricidade praticado no mercado spot, em torno de 40 - 42 €, para os dois países [35] [36].
- Esse custo adicional é então multiplicado pelo total de E-FER gerada no ano e depois dividido pelo consumo total de eletricidade. Vale ressaltar que o cálculo feito pelo BMU [35] para a Alemanha foi feito para o ano de 2005 e considera somente a quantidade de E-FER apoiada dentro da EEG. Além disso, utiliza também um valor diferente do apresentado pelos dados oficiais do governo como consumo total de eletricidade³⁸. No entanto isso possivelmente é devido ao fato de eles considerarem como consumo final total, somente aqueles consumidores que receberam E-FER da EEG. Para fins de comparação, será feito o mesmo cálculo para a Alemanha em 2004 considerando toda a geração de E-FER (e não somente EEG) e o consumo de eletricidade total conforme os dados oficiais, uma vez que, mesmo que uma parcela da geração de E-FER não tenha recebido apoio da EEG, provavelmente, deve ter recebido incentivos dentro dos programas estaduais de fomento. E isso permitiria uma comparação mais próxima com os cálculos que serão efetuados para os outros países (e mais próximo dos custos de geração apresentados no item anterior). E conforme veremos na Figura 26 não diferencia tanto assim em termos

³⁸ O valor do consumo total considerado para o cálculo do BMU não é equivalente ao consumo residencial e nem se relaciona ao cálculo de perdas do sistema de transmissão, conforme pesquisa realizada pela autora

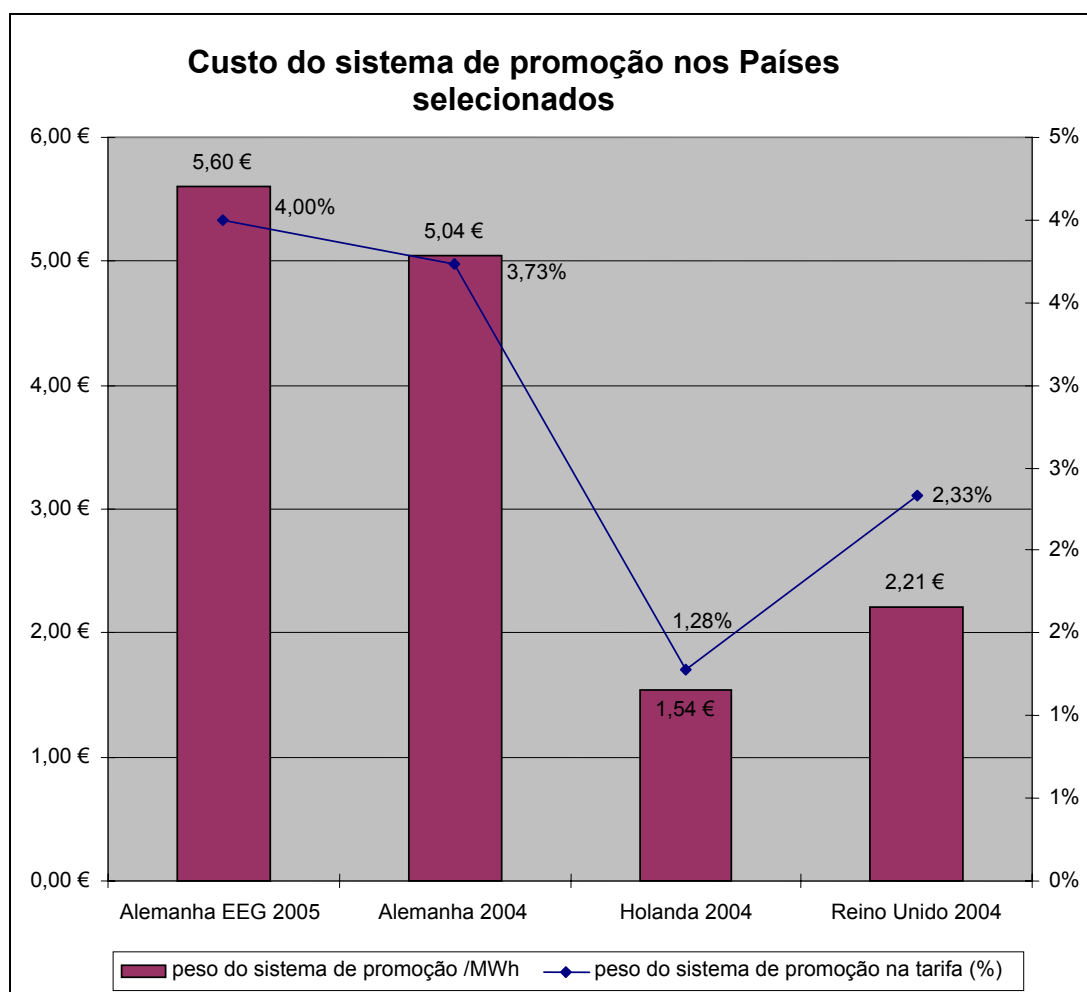
de valores do cálculo do BMU, seguindo inclusive uma mesma trajetória de custos.

- Depois é calculado o peso (%) do custo adicional na tarifa residencial de energia elétrica. O valor da tarifa não leva em consideração os impostos que representam respectivamente 25% na Alemanha, 42% na Holanda e 4,8% no Reino Unido [37] [38].

Para o Reino Unido temos que levar em consideração que o custo do sistema de promoção para o consumidor final é limitado pela multa “Buyout price”, e, portanto o cálculo será feito de forma diferenciada [37].

A Figura 26 abaixo, mostra os resultados. A planilha de cálculo pode ser visualizada no Anexo 2.

Figura 26

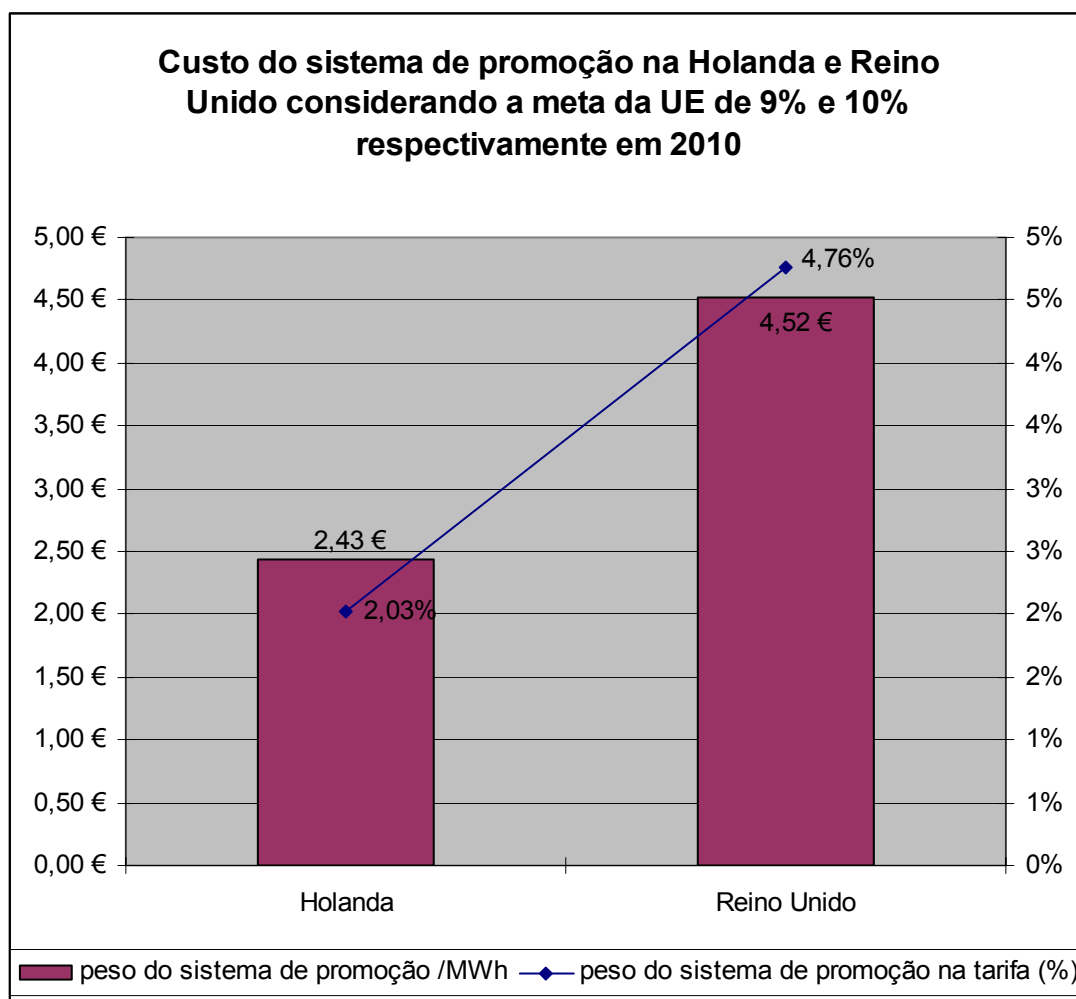


Fonte: elaboração própria a partir de dados: [35] [36] [37] [38]

Podemos ver que para a Alemanha, em 2004, o peso do sistema de promoção por MWh ficou em torno de 5,04 € /MWh, representando um impacto na tarifa do consumidor residencial de cerca de 3,7%. O valor mais baixo pode ser visto para a Holanda com apenas 1,54 € /MWh – e impacto na tarifa residencial de 1,28% - o que pode ser explicado pelo nível do suporte (preço premium), que na Holanda é baixo, e pela pouca geração de E-FER alcançada.

A Figura 27 mostra qual seria o impacto na tarifa do consumidor para a Holanda e o Reino Unido, caso em 2004 eles tivessem uma participação de E-FER no consumo final igual à meta da UE (o que seria bem semelhante ao nível atual da Alemanha).

Figura 27

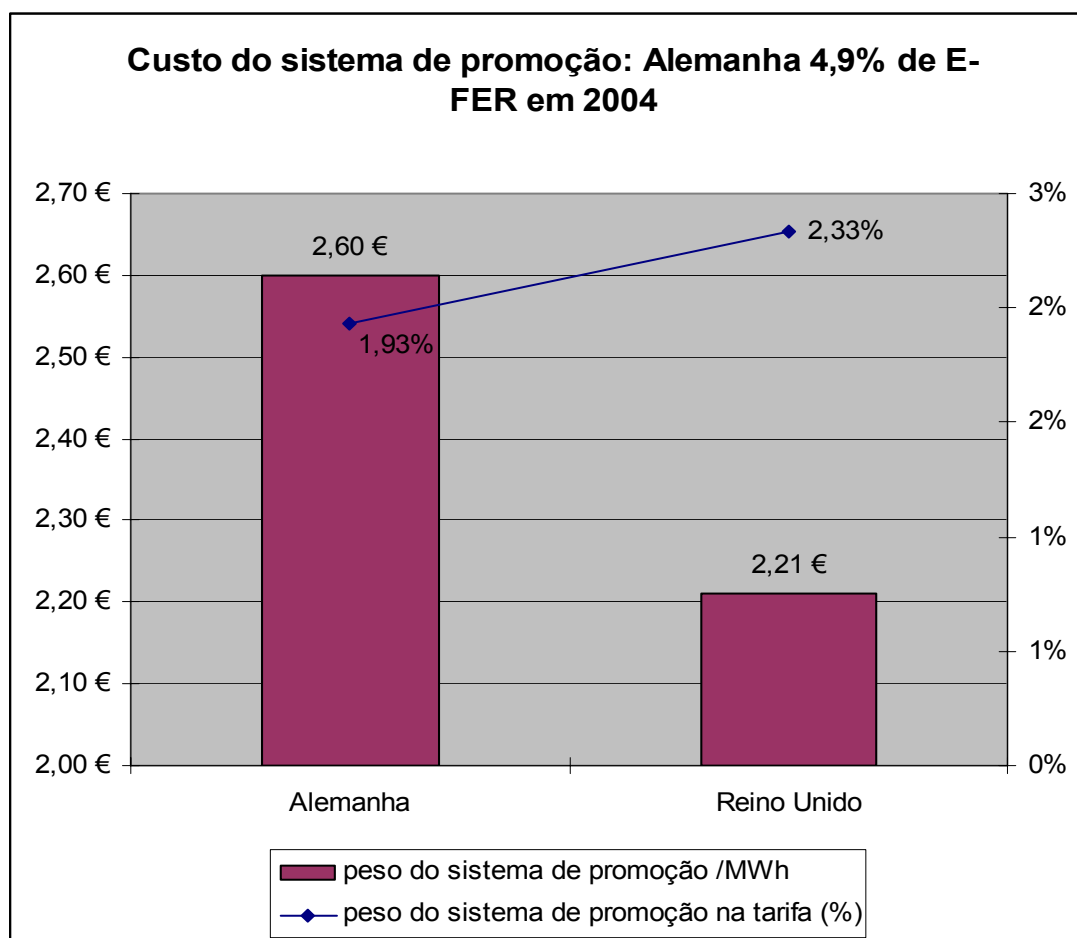


Fonte: elaboração própria a partir de dados: [5] [35] [36] [37] [38]

Nesse caso o peso do sistema de promoção do Reino Unido ultrapassaria ao peso da Alemanha obtido para 2004, apesar de a geração de E-FER (no Reino Unido) ser um pouco mais da metade do que a Alemanha tem atualmente (Alemanha: 57,5 TWh e Reino Unido: 39,5 TWh – ver anexo 2). Para a Holanda o peso não é significativo porque 9% de E-FER no consumo final significa apenas 9 TWh – bem diferente dos 57,5 TWh da Alemanha em 2004.

Caso fizéssemos uma comparação, considerando o impacto ao consumidor final se a Alemanha tivesse um nível de participação de E-FER semelhante a meta do Reino Unido em 2004 (ou seja, 4,9%), o peso ao consumido final seria de apenas 1,93%, conforme pode ser visto na Figura 28 abaixo:

Figura 28



Fonte: elaboração própria a partir de dados: [5] [35] [36] [37] [38]

Portanto podemos dizer que o “Feed-in” vem apoiando uma quantidade maior de geração de E-FER, e mesmo assim apresentando custos razoáveis para o consumidor final.

De fato, o BMU [35] comenta que o valor observado para a Alemanha de 5,60 €/MWh, em 2005 representa apenas 1,63 €/mês na conta do consumidor residencial, correspondendo a uma parcela de 3% quando considerada a tarifa de eletricidade mais impostos. Cenários sobre a evolução do impacto na tarifa até 2020 [39], estimam que o valor máximo será de 2,80 €/mês em 2017, reduzindo para 2,70 €/mês em 2020 devido ao fato de algumas fontes passarem a ser competitivas, sem precisar mais do suporte financeiro (preço premium).

Vale comentar que para a Alemanha, o atendimento da meta da UE significa 78,5 TWh de E-FER – uma quantidade significativa com um impacto razoável na tarifa do consumidor – 4,91% (ver anexo 2).

3.6 CONCLUSÃO

Ao analisar os estudos de caso, salta aos olhos os resultados obtidos pela Alemanha quando comparado à Holanda e ao Reino Unido. O “Feed-in” é de longe o instrumento mais eficaz: possui a vantagem de garantir a segurança do investimento, permite o ajuste do valor do “preço premium” ao longo do tempo, e garante o desenvolvimento de tecnologias no médio e no longo prazo. E ainda garante a expansão de E-FER a custos razoáveis para o consumidor.

No entanto, vale ressaltar que no contexto europeu nem todo país que adota o “Feed-in” tem um resultado tão expressivo como a Alemanha. Dentre as razões para o sucesso estaria o nível do “preço premium” a ser pago aos geradores de E-FER (dentro do Feed-in), que tem que ser suficiente para garantir o retorno e a segurança do investimento.

Este fato pode ser comprovado pelo estudo de caso da Holanda, onde o valor do “preço premium” para energia eólica é mais baixo do que o oferecido para biomassa (que já é um setor tradicional na Holanda). Segundo KJAER [40], *“rentabilidade – mais do que o sistema por si mesmo junto com um bom planejamento e garantia de acesso à rede de distribuição, são o que determinam o sucesso do instrumento.*

No entanto, como vimos pelos estudos de caso, isso pode ser válido quando comparamos países que adotam o “Feed-in” como instrumento de promoção de E-FER. Quando comparamos o valor do “preço premium” no “Feed-in” e no Sistema de Quotas (Quota System), por exemplo vemos que o “Feed-in” possui um valor inferior principalmente para eólica. Portanto podemos concluir que a consistência da política adotada e segurança no longo prazo e mecanismos adicionais que reduzam o risco do investidor contribuem sobremaneira para a efetividade da política de E-FER.

O Sistema de Leilão (Tender System), tem como vantagem reduzir os custos das E-FERs, estabelecendo e estimulando um preço competitivo, que acompanha a

evolução tecnológica e de mercado dessas fontes. No entanto demonstrou não ser um instrumento muito efetivo no Reino Unido. Possivelmente com alguns ajustes, como por exemplo mecanismos de sanção para o empreendedor que não construir e/ou operar a planta no tempo acertado do contrato, ou uma forma de garantir que os preços do leilão reflitam os reais custos de geração, esse instrumento possa operar efetivamente.

Curioso observar, que no contexto europeu, somente um país até hoje ainda utiliza o Sistema de Leilão (Tender System) como instrumento principal – A Irlanda – apesar de já ter anunciado a troca do instrumento de promoção para o “Feed-in”. A França também utiliza esse instrumento para projetos acima de 12 MW (junto com o “Feed-in” para projetos abaixo de 12 MW), mas também possui resultado pouco expressivo. Esse instrumento recentemente não vem fazendo parte de nenhuma análise ou artigo acadêmico, até mesmo porque não se cogita o seu uso na harmonização dos instrumentos dentro da União Européia. Esse instrumento foi considerado no âmbito desse trabalho devido a proximidade com a política que vem se delineando no Brasil, conforme será visto mais adiante, no capítulo 5. O fato de a União Européia não estar considerando esse instrumento pode ser devido as divergência de conceito acerca desse instrumento – e em que classificação a UE o considera.

SUCK [9] apresenta o “Tender System” como a *“definição de uma quota (quantidade) pelo governo que deverá ser licitada”*. KJAER [40] complementa: *“Certificados verdes negociáveis são de longe o mesmo que “tendering system”. A principal diferença é que o preço da eletricidade no primeiro é estabelecido numa base diária no mercado de eletricidade e em um mercado separado para a negociação dos certificados. Já o “tendering” é baseado em contratos de venda por 15-20 anos”*.

Contrariamente, RAGWITZ et al. [34] define o “tendering” como *“sendo um instrumento que define uma tarifa (preço premium) garantida, por tipo de tecnologia , por um período de longo prazo”*, ou seja ele compara com o “Feed-in”, na medida em que existe um pagamento fixo estabelecido no leilão, mesmo que esse valor não reflita os reais custos de geração – o mesmo acontece quando a tarifa do “Feed-in” é estabelecido abaixo desse valor.

De qualquer forma, parece que o “tendering” pode atuar no meio desses outros dois instrumentos e a forma do desenho da política poderá fazê-lo atuar mais para um lado do que para o outro e de forma mais efetiva ou não. No entanto, para KJAER [40] *“esse instrumento é mais adequado – por exemplo - para eólica offshore de grande escala do que para projetos de pequena escala e incluir mecanismos que determine um preço limite mínimo (para evitar ofertas que sejam abaixo do custo real de investimento) parece ser incompatível com a idéia básica do “Leilão” que é deixar o mercado mostrar os sinais da evolução com que o preço da geração de E-FER deve ocorrer”*.

O Sistema de Quotas (Quota System) com certificados verdes, ainda é um instrumento novo e por isso mais difícil de avaliar. Os custos de administração e operação ainda são altos, o que encarece o sistema de promoção, mas isso não quer dizer que será sempre assim. Além disso, esse sistema possui uma natureza mais complexa do que outros instrumentos – os geradores de E-FER tem que lidar com dois mercados inter-relacionados: um para negociar os certificados verdes e outro para a venda da eletricidade *“(e possivelmente no futuro com o mercado de permissões de emissões de CO2)”* [40].

Se o mercado de certificados verdes operar corretamente, o preço do certificado refletirá a diferença entre o preço da eletricidade convencional e os custos de geração de E-FER. Mas o problema ocorre quando a oferta e demanda são fixadas no curto prazo e a oferta se aproxima da demanda: o efeito será que o preço tenderá ao valor da multa (cobrada pelo não cumprimento da meta).

Como vimos no caso do Reino Unido, a rentabilidade para os geradores de E-FER decorre exatamente pelo distanciamento da meta, uma vez que as multas são recicladas de volta às empresas, na mesma proporção do atendimento da meta. Mesmo que não haja esse mecanismo de recirculação (nos outros países que utilizem o Sistema de Quotas) o certificado verde tem como papel estabelecer um preço de acordo com as leis de oferta e demanda e assim, se a oferta for semelhante a demanda o preço do certificado tende a cair.

Portanto, a complexidade desse mercado é estimar quanto da meta não será atendida em determinado ano (e parece que o Governo deverá definir sempre metas superiores a capacidade de atendimento), para poder estipular o preço de venda dos

certificados verdes – e supõe-se que o mercado operará bem enquanto o distanciamento da meta garantir um valor razoável para esses certificados.

Para os empreendedores de E-FER – e suas fontes de financiamento – é de suma importância que qualquer sistema de promoção permita uma certa segurança financeira para que possa ser levada em consideração nas projeções do fluxo de caixa. No “Feed-in” isso tende ser menos problemático. Mas, com a venda de eletricidade e certificados no mercado spot com preços flutuantes isto pode se tornar um problema – isso aumenta o risco e portanto os custos de produção de E-FER, principalmente energia eólica. Outro aspecto a ser considerado é se no Sistema de Quotas (Quota System) todas as fontes de E-FER devem ser incluídas num “certificado guarda-chuva” ou se um certificado para cada tecnologia é a resposta. Somente um certificado, no entanto, assegura o desenvolvimento da tecnologia mais barata, enquanto muitos certificados resultará em um mercado com perigosa baixa liquidez, ao menos no início [40].

Os principais argumentos existentes hoje a favor do Sistema de Quotas (Quota System) é ligado a crença de que esse sistema aumentará a competição entre os geradores e que esse instrumento é mais alinhado com o mercado. No entanto, para MEYERS [14] *“nem o modelo de quotas com certificados verdes nem o “Feed-in” são completamente alinhados com o mercado. No sistema de quotas/certificados a quantidade de E-FER é determinado pelo governo enquanto que o preço determinado pelo mercado. No “Feed-in” o preço é determinado pelo governo e a quantidade pelo mercado”*. SAWIN & FLAVIN [41] comentam ainda: *“É importante reconhecer que ambos os instrumentos envolvem subsídios”*. A não ser quando se adota o modelo de quotas de forma voluntária. Nesse caso o resultado alcançado é abaixo do esperado conforme visto na Holanda no “Green Label system” e no “Green Certificate System”.

De fato, ao comparar os valores do custo do sistema de promoção entre o Reino Unido e a Alemanha verificamos que o “Feed-in” é mais custo efetivo que o Sistema de Quotas (Quota System). Portanto a premissa de que esse instrumento é mais alinhado com o mercado e garante a competição ainda está para ser provado. Além disso, não existe um interesse real pelos agentes de mercado que a quota estabelecida pelo governo seja atendida – quanto mais longe do atendimento da meta, mais alto é o valor do certificado.

Claro, que qualquer política de promoção pode ser formatada para atender aos requisitos básicos necessários para ser efetivo. E inclusive o “Feed-in se não for bem definido na política nacional pode não ser tão efetivo. Portanto, não é somente o instrumento que garante o sucesso de uma política de promoção. Como vimos pelos estudos de caso, o resultado de uma política depende também de todo um contexto político-institucional, do interesse e participação dos atores – preferencialmente com participação dos níveis regional e local, que como vimos, na Alemanha teve um papel crucial na política de E-FER.

A tabela abaixo sumariza as principais informações deste capítulo:

Tabela 10 – Custo do sistema de promoção

	Reino Unido	Holanda	Alemanha
Contexto Político	Centralizado; Mercado liberalizado desde 1989	Centralizado; Mercado liberalizado desde 1990	Descentralizado; Mercado liberalizado somente em 1998
Instrumento	Sistema de Leilão (Tender System) Sistema de Quotas (Quota System) com certificados verdes	Mix de instrumentos: Certificados Verdes (voluntários), Ecotaxa, MEP Feed-in	Feed-in
Efetividade	Eólica (0,3%) Biogás (2,8%) Biomassa sólida (1%)	Eólica (4,2%) Biogás (0,3%) Biomassa sólida (4,3%)	Eólica (8,1%) Biogás (2,9%) Biomassa sólida (0,3%)
Valor do subsídio	Eólica 110 € Biogás 110 € Biomassa sólida 82 €	Eólica 62 € Biogás 72 € Biomassa sólida 72 €	Eólica 80 € Biogás 90 € Biomassa sólida 110 €
Custos de geração	Eólica 50-60 € Biogás 60-100 € Biomassa sólida 35-62 €	Eólica 60-75 € Biogás 60-88 € Biomassa sólida 40-72 €	Eólica 55-87 € Biogás 60-98 € Biomassa sólida 61-70 €
Peso do sistema de promoção em 2004 (€/MWh)	5,04 €	1,54 €	2,21 €

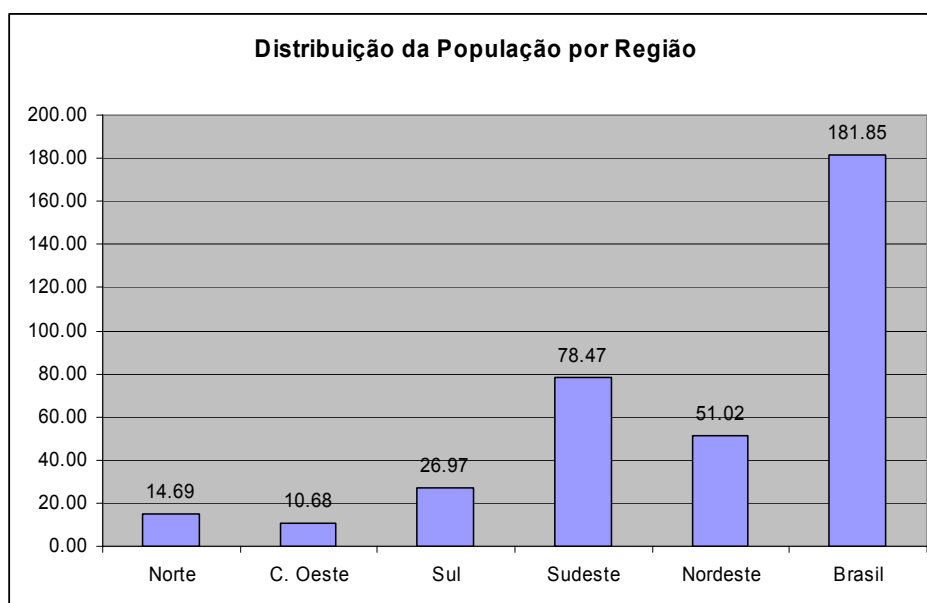
Impacto na tarifa (%)	3,73%	1,28%	2,33%
Impacto na tarifa considerando a meta da UE	4,91%	2,03%	4,76%
Características dos instrumentos atuais	Quantidade é estabelecida pelo governo; Mesmo preço é pago para projetos independentemente do perfil de carga e localização; Os produtores de equipamentos só conseguem lucro aumentando preço de vendas das turbinas, pois o sistema não prevê metas ainda no longo prazo; Apresenta risco no longo prazo – dificuldades de alavancar financiamento; Flutuação, volatilidade do mercado.	Preço estabelecido pelo governo; MEP Feed-in, vem atuando com tarifas muito baixas para eólica e vem incentivando principalmente biomassa sólida. Para eólica valores diferenciados apenas entre onshore e offshore. O valor do suporte é o mesmo independente da localização do projeto; Garantido contrato por apenas 10 anos.	Preço estabelecido pelo governo; Valor do suporte inclui uma taxa de decaimento para evitar distorção no mercado; valor do suporte definido de acordo com o tipo de tecnologia, perfil de carga e localização; Produtores de equipamento sabem que vão vender no longo prazo e portanto podem expandir as vendas e obter lucro mesmo reduzindo os preços das turbinas; Possui nível de suporte adequado ao desenvolvimento de E-FER; Garante a segurança no longo prazo.

4 CONTEXTO BRASILEIRO PARA PROMOÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

4.1 BREVE HISTÓRICO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

O Brasil é um País de dimensões continentais, com uma área de 8,5 milhões km² e cerca de 182 milhões de habitantes³⁹ [52], apresentando uma densidade populacional de 20 habitantes por km². Apesar da baixa densidade populacional, a distribuição dessa população é desigual pelas diferentes regiões do País, conforme apresentado na Figura 29 a seguir:

Figura 29 – Distribuição da População



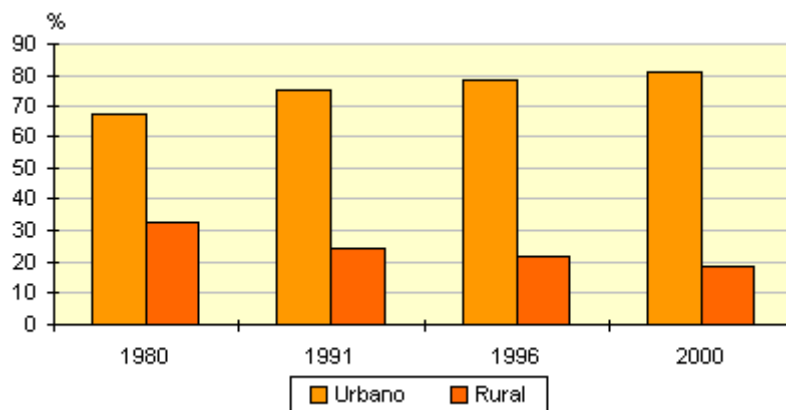
Fonte: IBGE, 2005 [52]

A maior concentração na região sudeste pode ser explicada pelo modelo de crescimento econômico adotado a partir da década de 50, que privilegiou inicialmente investimentos nas cidades de maior porte, particularmente Rio de Janeiro e São Paulo. Posteriormente, os investimentos foram concentrados também

³⁹ IBGE, censo 2000. Dados de 2004 apresentam um total populacional de 182 milhões de habitantes.

em outras cidades de menor escala – criando-se assim os chamados pólos regionais. Essa concentração de investimentos nas cidades levou a um processo de migração intenso, concentrando a maior parte da população nas áreas urbanas – cerca de 83%, em 2000 (Figura 30).

Figura 30 – Concentração da população urbana e rural – Brasil 1980 /2000



Fonte: IBGE, 2005 [52]

Com a industrialização e a urbanização, o perfil energético do País mudou rapidamente. A construção de uma infra-estrutura no setor de transporte, baseada principalmente no transporte rodoviário, alterou a demanda e o fornecimento de energia do País: em 1940, lenha e carvão vegetal cobriam cerca de 80% das necessidades energéticas do Brasil (comparado a 6% de petróleo, 6% carvão e 5% hidráulica) [42]. Conforme tabela 11 abaixo, em 2004, somente 13,2% provinha de lenha e carvão vegetal, mostrando uma tendência de declínio no uso dessa fonte desde então e um aumento no uso do Petróleo⁴⁰.

⁴⁰ A oferta interna de energia em 2004 - 213,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – tep - é 219% superior ao montante de 1970 e corresponde a 2% da demanda mundial. A indústria de energia responde pelo abastecimento de 86% do consumo nacional. Os 14% restantes são importados – principalmente petróleo e derivados, carvão mineral, gás natural e, em quantidade menor, energia elétrica [BEN [2005]].

Tabela 11 – Evolução da Oferta Interna de Energia

	1940	1970	1980	1990	2000	2004
TOTAL – 106 tep	23,7	66,9	114,7	141,9	190,6	213,4
Energia Não Renovável (%)	12,8	41,6	54,3	50,9	59	56,1
Petróleo e derivados (%)	6,4	37,7	48,3	40,7	45,5	39,1
Gás natural (%)	-	0,3	1,0	3,1	5,4	8,9
Carvão mineral e derivados (%)	6,4	3,6	5,1	6,7	7,1	6,7
Urânio e Outras (%)	-	0,0	0,0	0,4	0,9	1,5
Energia Renovável (%)	87,2	58,4	45,7	49,1	41	43,9
Hidráulica e eletricidade (%)	1,5	5,1	9,6	14,1	15,7	14,4
Lenha e carvão vegetal (%)	83,3	47,6	27,1	20,1	12,1	13,2
Produtos da cana (%)	2,4	5,4	8,0	13,4	10,9	13,5
Outras (%)	-	0,3	0,9	1,5	2,3	2,7

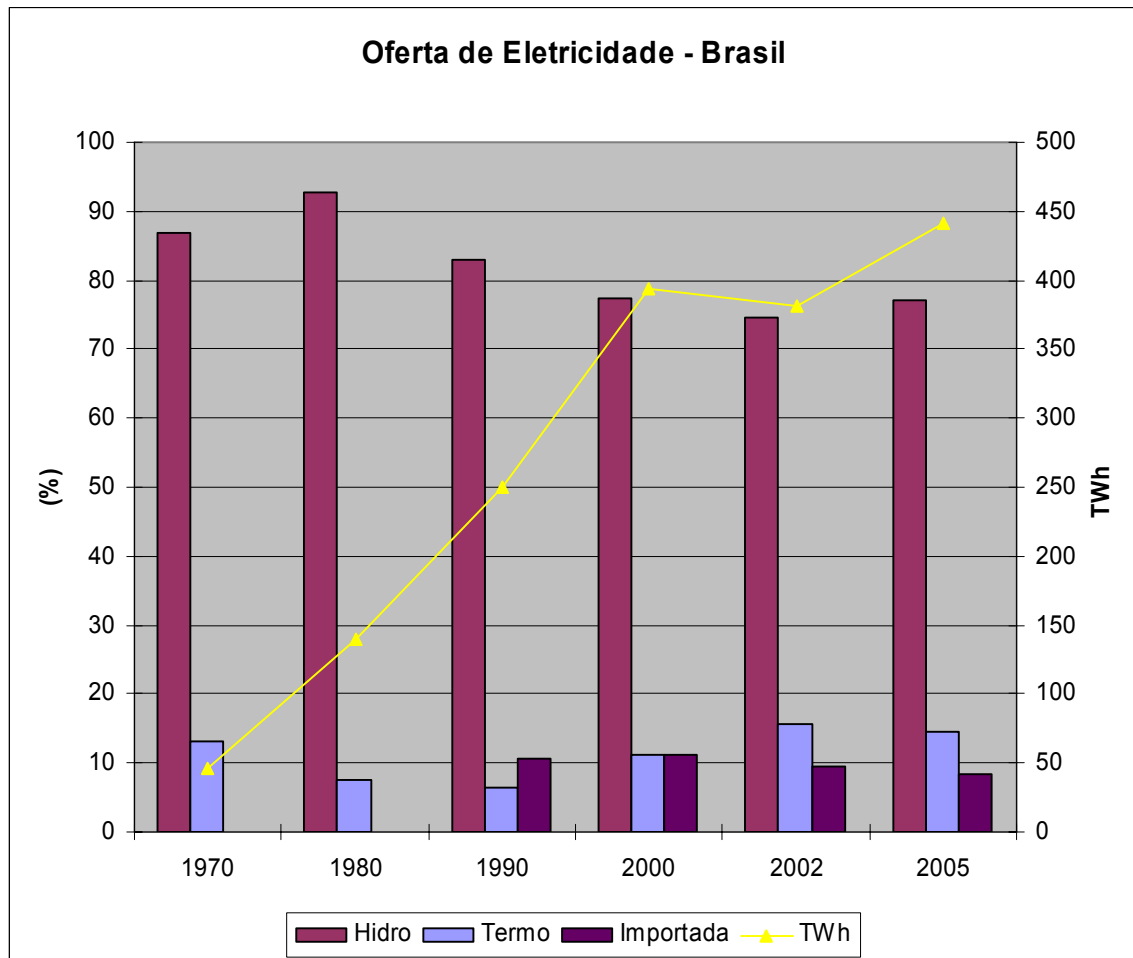
Fonte: BEN, 2005 [43]

Apesar do grande crescimento no uso de combustíveis fósseis observado nas últimas décadas, podemos observar que a matriz energética brasileira ainda é uma das mais limpas do mundo com uma expressiva participação de fontes renováveis de energia – 43,9% em 2004. Esse fato pode ser explicado pelos massivos investimentos na geração hidrelétrica, e a partir de 1980 no Pro-álcool.

O Programa do Alcool (Pro-álcool) foi um ambicioso programa do Governo Brasileiro que procurava reduzir a dependência externa do petróleo, principalmente no setor de transporte. Criado em 1975, chegou a abastecer cerca de 85% dos veículos, no final dos anos 80. No entanto, problemas relacionados ao aumento do preço do açúcar no mercado internacional e desabastecimento da safra causaram desconfiança no consumidor, comprometendo o Programa. Além disso, a redução no preço internacional do barril do petróleo, observada durante a década de 90, e a redução dos subsídios ao Programa do Alcool, trouxeram problemas financeiros a sua continuidade. Mais recentemente a nova tecnologia de motores Flex-Fuel (e novamente a escalada dos preços do petróleo) abriram novas perspectivas para o álcool combustível. Em 2004, a produção de álcool foi de aproximadamente 15 bilhões de litros (252,4 mil bbl/dia) [43].

Em relação a energia elétrica, a grande quantidade necessária ao crescimento do País foi alcançada através dos grandes potenciais hídricos brasileiros – e dos quais, somente 26% são utilizados. Em 2005, a oferta interna de eletricidade alcançou 441,6 TWh (Figura 31). Desse total 340,4 TWh foram provenientes de hidroeletricidade, correspondendo a uma participação de 77,1 %.

Figura 31

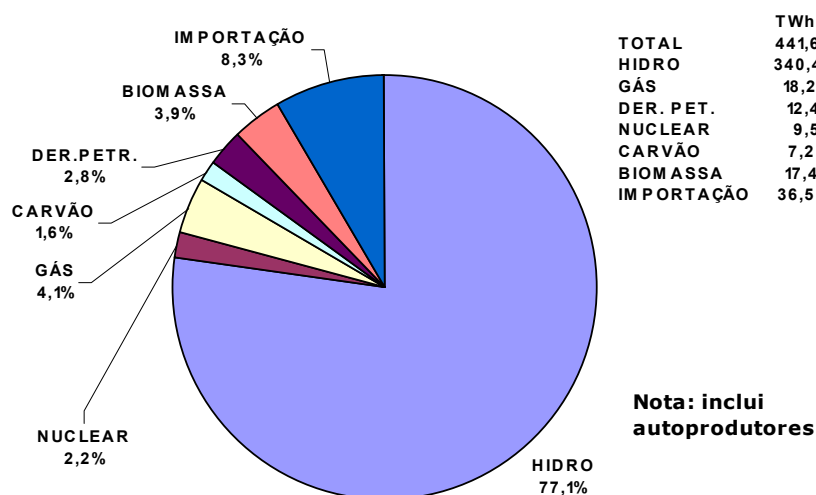


Fonte: BEN, 2006 – Resultados preliminares ano-base 2005 [69]

Entre 1990 e 2005 a participação da hidroeletricidade reduziu 5,8% enquanto a participação da termoeletricidade cresceu 8,1%. A participação das diversas fontes na geração térmica é apresentada na Figura 32:

Figura 32

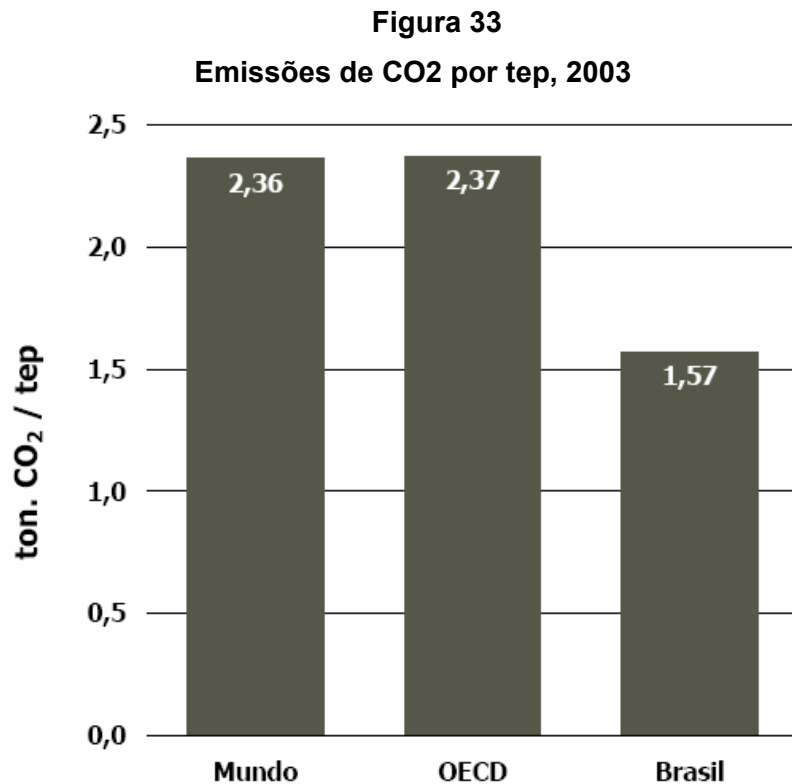
**MATRIZ DE OFERTA DE ELETRICIDADE
2005 (% e TWh)**



Fonte: EPE, 2006 [69]

* Biomassa: 71% bagaço de cana de açúcar

Apesar de tradicionalmente o sistema interligado nacional utilizar o parque térmico (em sua maior parte óleo combustível, diesel e carvão) para complementar a geração de eletricidade proveniente das hidrelétricas, a recente disponibilidade do gás natural vem permitindo a construção de geração térmica prevista para operar na base. Este fato tende a aumentar as emissões de gases de efeito estufa do setor, mesmo que em comparação com os países desenvolvidos (Figura 33), as emissões de CO₂ do setor elétrico brasileiro não sejam significativas. Para se ter uma idéia de sua ordem de grandeza, dados do Plano Decenal [44] estimam em 12,2 milhões t CO₂ as emissões do setor elétrico nacional no ano de 2006.



De fato, de acordo com o Plano Decenal de Expansão [44], no horizonte 2006-2015, o aumento da capacidade instalada para termoeletricidade tende a aumentar: de 16.592 MW em 2006 para 25.604 MW em 2015. Isso representa um acréscimo de 69% na oferta de geração termelétrica no período, em relação a 40% da oferta de hidroeletricidade. Conforme a Figura 34, em 2015 a participação de termelétricas sobe para 21% e de hidroelétricas desce para 73%, na geração de eletricidade. Do total de termelétricas a serem adicionadas ao sistema interligado nacional até 2015, cerca de 1.817 MW são biomassa e 5.341 MW gás natural. O aumento correspondente das emissões de CO₂ ao final do horizonte decenal é cerca de 3 vezes o valor estimado para 2006, ou seja de 12,2 para 38 milhões t CO₂.

Tabela 12 – Capacidade a ser adicionada ao Sistema Interligado Nacional

	2005	2015	Acréscimo de potência
Hidroeletricidade	74.237 MW	104.282 MW	30.045 MW ⁽³⁾
Termoeletricidade	16,592 MW	25.604 MW	9.012 MW ⁽⁴⁾
Termoeletricidade a biomassa	-	1.817 MW ⁽¹⁾	-
Termoeletricidade a partir GN	-	5.341 MW ⁽²⁾	-

(1) leilão de 2005 aprovou 267 MW. O restante é potencial indicativo

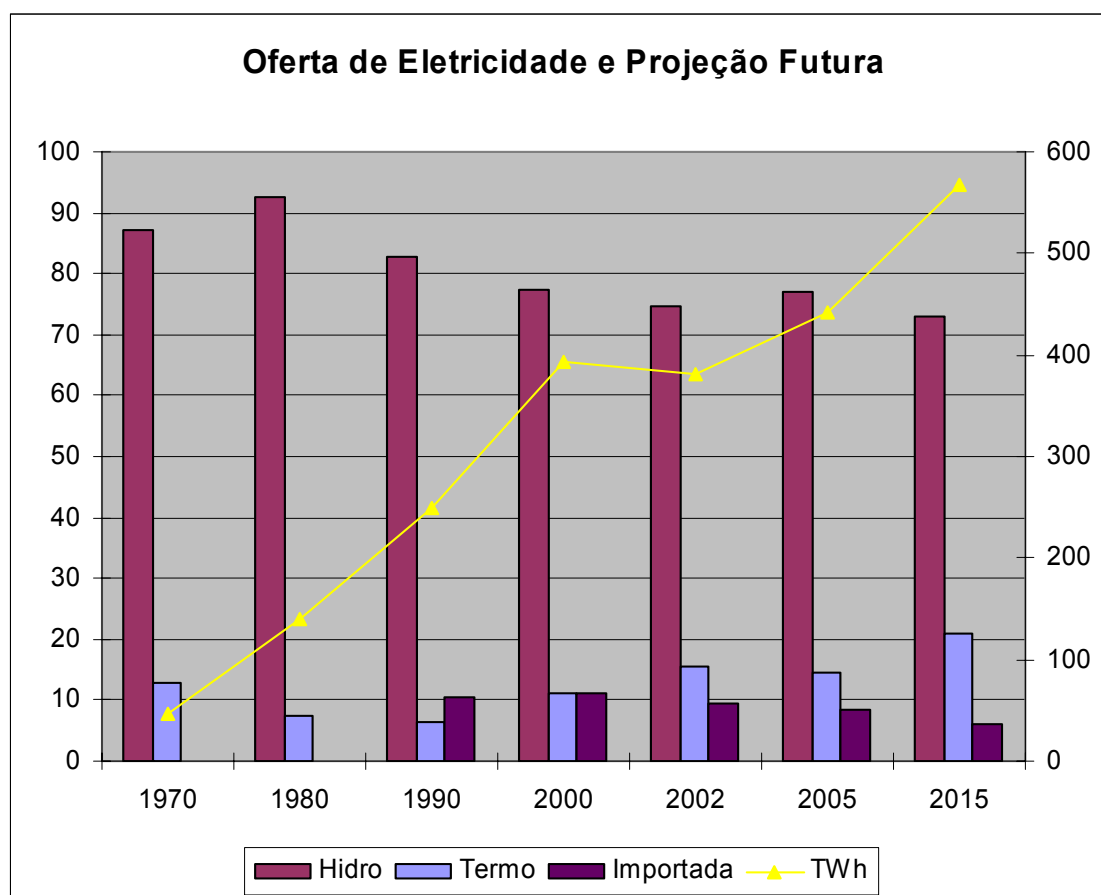
(2) Somete 2.450 MW potencial indicativo. Restante é classificada como em construção/ampliação

(3) dados do Plano Decenal apresentam divergência nos valores calculados para essa tabela: 30.890 MW de acréscimo, apesar de o cálculo da diferença entre 2015 e 2005 não confirmar esse valor.

(4) Para termoeletricidade foi verificado o mesmo que (3): Acréscimo de 10.527 MW, apesar de o cálculo não confirmar esse valor.

Fonte: Plano Decenal de Expansão [44]

Figura 34



Fonte: BEN [43] e Plano Decenal de Expansão 2006-2015 [44]

4.2 ENTENDENDO O CONTEXTO POLÍTICO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

4.2.1 PRIMEIRA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – DO MONOPÓLIO À PRIVATIZAÇÃO

Nos últimos anos o setor Elétrico Brasileiro vem passando por uma série de modificações. A partir da década de 90 a estrutura do setor, inicialmente monopolista e centralizada onde a coordenação e a política setorial ficavam a cargo da Eletrobrás, passou por uma reestruturação e foi privatizado, seguindo a onda neoliberal que tomou conta do cenário econômico mundial.

A privatização das companhias de energia elétrica, tinha como principal argumento a necessidade de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura⁴¹ na escala necessária para atender ao aumento da demanda; e assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

Os primeiros sinais da desestatização do setor elétrico podem ser visto a partir da Lei 8.631/93 que eliminou a equalização tarifária, permitindo assim, que as geradoras e distribuidoras pudessem fixar suas tarifas em função dos seus respectivos custos de serviços. Além disso, esta lei promoveu também duas medidas relevantes para acabar com a inadimplência do setor: O encontro contábil das contas a receber e a pagar das empresas, eliminando os créditos das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais; E, o estabelecimento de contratos de fornecimento entre empresas geradoras e distribuidoras, onde deveriam ser fixados as demandas de potências e de energia a curto, médio e longo prazos – as tarifas de suprimento deveriam ser calculadas com base nestas previsões [45].

⁴¹ A redução de investimentos e o endividamento (a custos exorbitantes) do setor na década de 80 ocasionaram um problema de “funding” e trouxeram a necessidade de uma reforma estrutural que resolvesse a ineficiência das empresas de energia.

Essas medidas criaram um ambiente favorável para implementar ações mais consistentes. Em meados da década de 90, a denominada Lei das Concessões⁴² dispôs sobre o regime de concessão e de permissão de prestação de serviços de missão de interesse geral e sobre o regime de concorrência na licitação de concessões para projetos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica. Adicionalmente, criou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica e estabeleceu a possibilidade de consumidores livres – com carga maior ou igual a 3.000 kW, atendidos em alta tensão, escolherem seu fornecedor de energia elétrica⁴³ [46].

Para garantir as condições de equilíbrio do mercado de energia bem como a qualidade do serviço prestado foi criado a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável por promover e estabelecer os marcos regulatórios para a competição do setor. Tinha como principais tarefas: promover licitações para a geração, transmissão e distribuição; fornecer autorização e concessão para novas plantas de geração de energia; supervisionar os acordos de concessão; estabelecer critérios de cálculo do preço da tarifa e do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 1998, complementando o desenho final do modelo de privatização, a Lei 9.648/98 criou o MAE – Mercado Atacadista de Energia, ambiente no qual seriam realizados as transações de compra e venda da energia elétrica no sistema interligado; e a ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, para exercer as atividades de coordenação e controle dos despachos das usinas e da operação dos sistemas interligados.

Portanto, o setor elétrico, antes baseado no planejamento centralizado, foi privatizado e a reestruturação do setor dividiu a indústria de energia em quatro segmentos: Geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O quadro abaixo faz um resumo das principais mudanças ocorridas naquele período:

⁴² Lei no. 8.987/95 alterada pela Lei 9.791/99

⁴³ Lei 9.074/95, complementar a Lei 8.987/95

Antes da Reforma	Após a Reforma
- Monopólio de todos os segmentos da indústria de energia: geração, transmissão, distribuição e comercialização - Empresas estatais – o setor era praticamente fechado à participação privada - Operações verticais – As empresas podiam operar em todas as funções do setor: geração, transmissão, distribuição e comercialização – ex. CEMIG, CESP, COPEL - Mercado completamente regulado – não era possível a competição entre os agentes do setor - Centralizado – O planejamento, financiamento, expansão e operação eram realizados pelo estado, através da Eletrobrás. - A regulação e a resolução de conflitos era realizado pelo DNAEE, uma autarquia federal com poder limitado e com pouca influência no setor. - Equalização tarifária	- Privatização – competição foi imediatamente introduzida na geração e na comercialização (Leis 8.987/95 e 9.074/95) - Participação do setor privado - Segmentado (desverticalizado), com fronteira técnicas e financeiras para os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização - Regulado somente onde necessário, ex.: transmissão (monopólio natural) - Novos agentes independentes do mercado (ONS, ANEEL, MAE. Foi criado a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) – que pode vender eletricidade para os distribuidores e para os consumidores livres. - Planejamento indicativo - Tarifa de acordo com as particularidades de cada área de concessão e de acordo com os custos e serviços de cada concessionária - Livre mercado para os consumidores acima de 3.000 MW. Além disso, podem escolher o fornecedor de energia: consumidores que não recebem eletricidade da concessionária local por um período de até 180 dias; consumidores de PCHs, eólica, biomassa e co-geração até 500 kW; e consumidores de sistemas isolados acima de 50 kW

A Reforma do setor elétrico não chegou, no entanto, a ser completamente implementada, pois o processo de privatização não foi concluído, da mesma forma que não conseguiu atrair o capital privado devido a permanência das incertezas regulatórias. Além disso, para piorar, a crise de desabastecimento do setor, em 2001, evidenciou a fragilidade do setor elétrico para o setor privado.

4.2.1.1 A CRISE DE ENERGIA

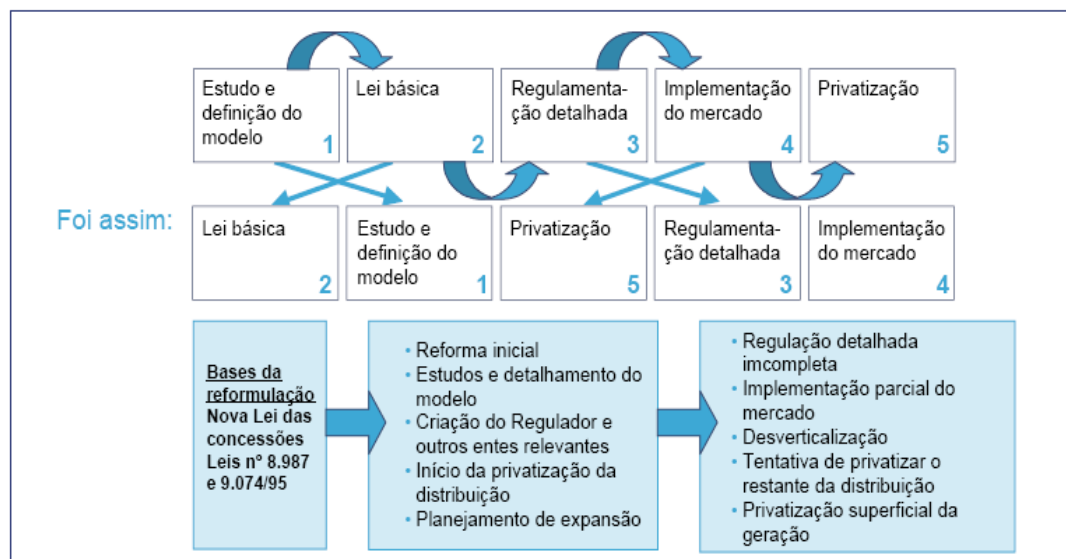
Durante a privatização, o governo, preocupado com a expansão da oferta de energia no curto prazo e buscando atrair o investimento da iniciativa privada, resolveu estimular a implantação de termelétricas a gás natural, oferecendo garantia de compra em contrato de 20 anos e condições favoráveis de financiamento.

No entanto, o fato de o processo de privatização ter sua lógica invertida por anseios políticos e necessidades de antecipar a arrecadação dos recursos via privatização⁴⁴ ocasionou incertezas no mercado dificultando o investimento privado [47]. Além disso, o Brasil era (e ainda é) fortemente dependente da importação do gás natural, e com a desvalorização da moeda em 2002 o risco associado inviabilizou a construção de novas térmicas a gás.

Paralelamente as (ainda) estatais do setor elétrico, devido ao acordo de equilíbrio fiscal com o FMI estavam impossibilitadas de investir na expansão do setor, embora tivessem recursos em caixa para isso. Como o investimento (privado e público) não veio e a demanda continuou crescendo, o risco de déficit de energia aumentou.

⁴⁴ O processo de implementação da reforma foi conduzida de maneira equivocada, começando pela venda da Escelsa e da Light, sem o devido estabelecimento do aparato regulatório.

Figura 36 – Como deveria ter sido o processo de estabelecimento do marco regulatório



Fonte: PricewaterhouseCoopers [47]

Além disso, o nível dos reservatórios, que nunca ficou abaixo de 44%, a partir da década de 90 foi sendo reduzido pelo uso indevido⁴⁵, até o limite de 19%, em novembro de 1999 [46]. Junte-se a isso a pouca precipitação de 2001, e assim, estava formada a crise no abastecimento de energia elétrica que culminou no famoso “apagão”.

Em resposta, o governo criou, em caráter de urgência, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, com o objetivo de propor medidas para minimizar os efeitos da falta de eletricidade no País. Dessa forma, foi lançado o Programa de Energia Elétrica Emergencial, para aumentar a oferta de eletricidade a partir de termoeletricidade (para agir como back up do sistema) e o PROEOLICA – programa emergencial de energia eólica – que não saiu do papel devido aos riscos regulatórios e financeiros existentes, uma vez que esse programa foi implantado via decreto e os incentivos não eram suficientemente atrativos.

⁴⁵ A falta de investimento do setor privado na expansão do setor elétrico, reduziu a confiabilidade do sistema

A GCE também adotou um plano de racionamento de energia elétrica para todos os consumidores⁴⁶. Esse racionamento foi um sucesso e reduziu substancialmente o consumo de energia elétrica. Em 2002, quando os reservatórios voltaram ao normal, o consumo ainda se manteve em níveis mais baixos ao consumo anterior a crise de energia. Esse fato associado a tantos outros da economia brasileira reduziu a capacidade de investimento das empresas distribuidoras (privadas) de energia elétrica.

4.2.2 SEGUNDA RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – A “REFORMA DA REFORMA”

Diante das dificuldades do setor em alavancar investimentos e da ineficiência do sistema de privatização engendrado, o novo governo, eleito em 2003, começou a discutir um novo marco regulatório com os principais agentes do setor. A principal preocupação era equacionar as limitações e insuficiência do modelo anterior, tendo como questão central construir um ambiente atrativo para novos investidores.

Dessa forma, o “Novo Modelo do Setor Elétrico”, instituído em Março de 2004, através da Lei no. 10.848/04, introduziu o que podemos chamar de a “Reforma da Reforma” baseando-se no seguinte tripé: Modicidade tarifária; Segurança do suprimento; e, Marco regulatório estável. Além disso, hidroeletricidade passou a ser, reconhecidamente, a principal fonte de energia para expandir os serviços de eletricidade

As Figuras 36 e 37 dão uma visão geral das mudanças institucionais no setor elétrico. Conforme podemos notar, foram criados novos agentes: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para subsidiar o planejamento estratégico do setor; o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE); e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que substituiu o MAE – Mercado Atacadista de Energia:

⁴⁶ Plano de Racionamento, compulsório (em termos gerais 20% na redução do consumo), aplicado a todos os setores: residencial, industrial, comercial e governamental. O racionamento foi adotado de junho de 2001 até fevereiro de 2002 para a região Sul/Sudeste/Centro-Oeste e de Agosto de 2001 à Janeiro 2002 na região Norte.

Figura 36



Fonte: PricewaterhouseCoopers [47]

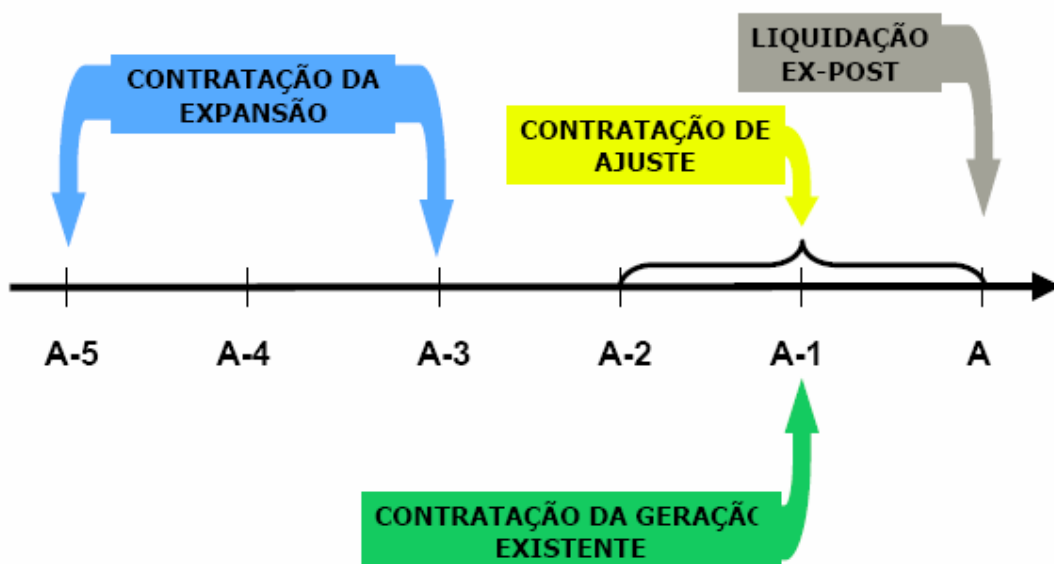
Figura 37

Agentes Institucionais	Mudanças de atribuições
CNPE	- Nenhuma mudança significativa. - Mantém o papel de formulador da política energética nacional e de definidor dos critérios básicos para gerenciamento do setor.
MME	- Recupera a função de planejamento do setor. - Assume o exercício do Poder Concedente. - Obtém maior poder de intervenção por meio de novas atribuições de monitoramento e da capacidade de nomear e exonerar dirigentes em outros agentes institucionais.
EPE	- Executa estudos para definição da matriz energética, de planejamento integrado de recursos e de expansão do setor. - Prepara estudos de viabilidade econômico-financeira e sócio-ambiental de usinas.
CCEE	- Sucedera ao MAE, absorvendo suas funções atuais e incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais. - Deverá funcionar segundo novas regras operacionais.
CMSE	- Analisa a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propõe medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras. - Surge pela necessidade de integração dos diversos agentes para garantir a segurança do suprimento e o desenvolvimento do setor.
ANEEL	Sofrerá redução no escopo de atribuições, com conseqüente alteração em seu status de ente autônomo/independente para fiscalizar e arbitrar atos do setor elétrico.
ONS	Mantém seu papel fundamental de monitoramento e operação integrada do setor, contudo atribuições definidas para outros órgãos podem sobrepor-se a suas funções.

Fonte: PricewaterhouseCoopers [47]

Para garantir a modicidade tarifária, o Novo Modelo instituiu um sistema de leilão para contratação de energia elétrica pelas empresas distribuidoras, com o critério de menor tarifa e com contratos bilaterais de longo prazo. Como as companhias distribuidoras devem prever seus mercados com uma antecedência de cinco anos⁴⁷ (período de construção de uma nova usina hidrelétrica) o novo modelo permite a realização dos chamados leilões de ajustes para garantir a segurança do abastecimento, conforme mostra a Figura 38 abaixo:

Figura 38 – Tipos de leilões possíveis no Novo Modelo



Fonte: CCEE, 2005 [53]

⁴⁷ As Distribuidoras serão obrigadas a comprar toda a sua energia em leilões pelo critério do menor preço. Serão realizados três tipos de leilões:

A5 - leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato. São leilões de energia de novos empreendimentos de geração

A3 - leilão de energia para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos.

A1 - leilão de energia para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas existentes.

Leilão de ajuste - leilão de energia para que a distribuidora ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes e contratos com prazo de duração menor que um ano.

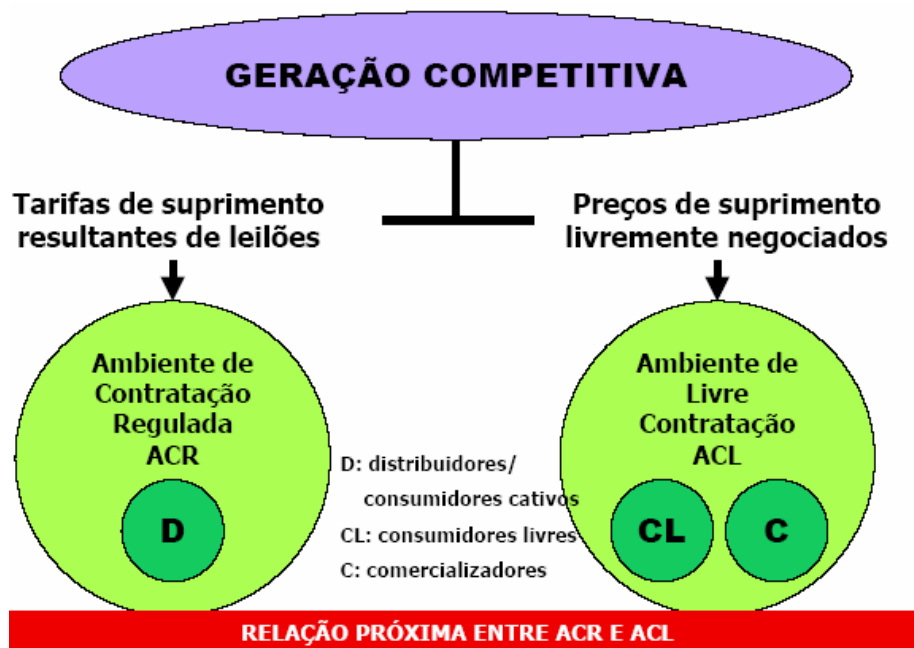
Distribuidoras deverão contratar 100% da energia do seu mercado e fazer previsão de carga com cinco anos de antecedência. A partir desta previsão, o governo fará a licitação dos novos empreendimentos.

Nos leilões também serão levadas em consideração fontes de energia renovável (Lei 10.848.04, § 5, inciso III) [48] – no entanto, deve-se observar que os empreendedores de E-FER somente participarão do leilão se o preço for suficientemente atrativo para alavancar o investimento e se houver contrato no longo prazo – a exceção nesse caso seria a biomassa, que atualmente já se viabiliza no leilão e cujo setor prefere, a princípio, contratos de curto prazo.

Um dos avanços do novo modelo, de modo a evitar problemas na construção e no comissionamento de novas usinas, foi a exigência para que todos os novos projetos de geração (termelétricas, hidroelétrica e renováveis) tenham a licença ambiental antes de participar do leilão. No entanto, essa questão ainda não está totalmente equacionada já que muitos empreendimentos ainda estão enfrentando problemas no licenciamento. Para resolver isso, o governo criou recentemente uma Comissão, junto com o Ministério de Minas e Energia e com o Ministério de Meio Ambiente para buscar soluções apropriadas para o setor.

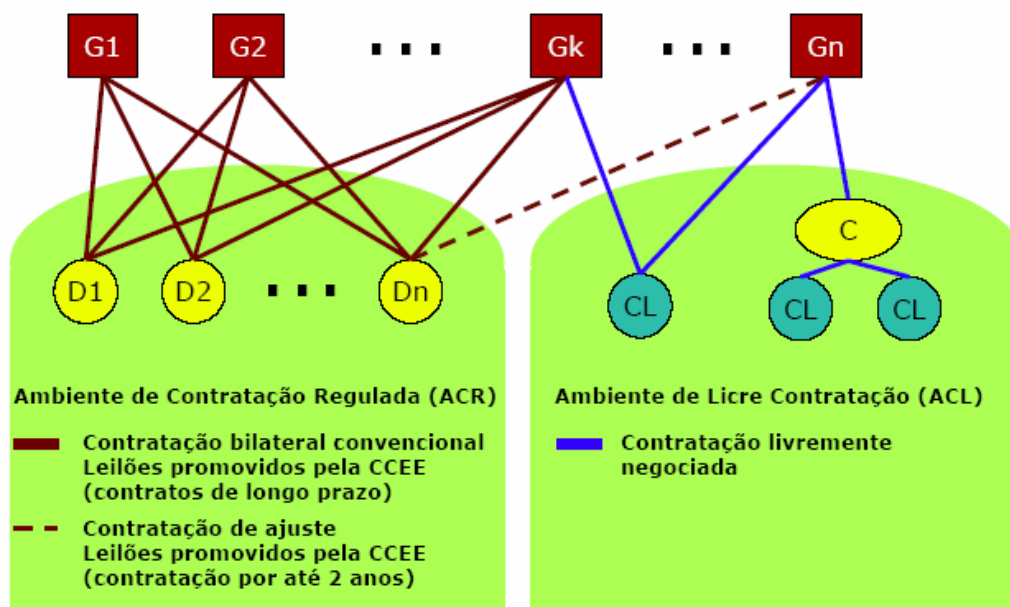
No que diz respeito a comercialização, o novo modelo institucional do setor elétrico prevê a existência de dois ambientes de contratação, conforme mostrado nas figuras 39 e 40 abaixo:

Figura 39



Fonte: CCEE, 2005 [53]

Figura 40



Fonte: CCEE, 2005 [53]

As principais características do sistema de comercialização são apresentadas a seguir:

- No ambiente regulado, são compradores exclusivamente os distribuidores, podendo ser vendedores os geradores, importadores e comercializadores;
- Cada contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento. O lastro para garantir 100% dos contratos de venda, bem como dos seus mercados, para os distribuidores e consumidores livres, deve ser verificado mensalmente com base nos registros feito na CCEE nos últimos doze meses;
- Os geradores estatais sob controle federal, estadual ou municipal podem atuar no mercado regulado ou livre;
- Possibilidade de venda para ajuste de mercado das distribuidoras (em A2 e A1 , ver figura 38), através de leilões específicos promovidos pela ANEEL com prazo de até dois anos - limitados a 1% da carga (estimada em A5);
- É permitido ao distribuidor adquirir até 10% de seu mercado a partir de geração distribuída (oportunidade para fontes renováveis), definida como sendo a fonte geradora conectada diretamente ao sistema do comprador, exceto se hidrelétrico superior a 30 MW e termelétrico com eficiência energético inferior a 75% (exceto biomassa);
- O ambiente de contratação livre (ACL) permite operações de compra e venda entre geradores, comercializadores, importadores/exportadores e consumidores livres, excluindo apenas distribuidores;

- Foi regulamentada a redução percentual nos encargos de uso das redes (TUSD – Tarifa de uso dos Sistemas de Distribuição).

Com as novas regras, o governo pretende garantir tarifas menores aos consumidores, segurança no abastecimento e expansão do sistema. Este novo arranjo institucional reduz a competição e aumenta o poder centralizador do Estado nas decisões do setor, já que o governo passa a ter a responsabilidade sobre o planejamento da expansão, e das concessões/autorizações para os novos empreendimentos.

Em 2005, ocorreram os leilões públicos para energia “velha” (hidroeletricidade) e os preços negociados foram em torno de R\$ 62,66 / MWh no primeiro leilão (para início de fornecimento em 2005, 2006 e 2007, por um período de oito anos) e R\$ 83,13/MWh no segundo leilão (para início de fornecimento em 2008 e 2009, por um período de oito anos).

No leilão de energia “nova” ocorrido em dezembro de 2005 foram negociados 3.286 MW médios (2.278 MW médios termoeletricidade e 1.008 MW médios hidroeletricidade). Os preços negociados podem ser vistos na Tabela 13:

Tabela 13 – Preços negociados no primeiro leilão de energia nova

Ano de fornecimento	Hidroelétricas (R\$/MWh)	Termoelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Apesar de o Novo Modelo ter sido aprovado num cenário de duras críticas e divergências dos diversos atores do setor, que questionavam o papel dos Produtores Independentes de Energia e se o novo marco regulatório realmente seria suficiente para atrair os investimentos necessários, ainda é cedo para avaliar seus resultados. Mas uma coisa podemos dizer: o leilão de energia nova (em dezembro 2005) teve na sua grande maioria termoeletricidade, demonstrando aí talvez que a hidroeletricidade esteja enfrentando algumas barreiras à sua construção, tais como financiamento e/ou problemas no licenciamento.

4.3 A QUESTÃO DO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA

O Brasil é um País de desigualdades. No setor energético não poderia ser diferente – onde os investimentos seguiram a lógica da urbanização, concentrada inicialmente especialmente na região Sudeste – e ocasionando grandes disparidades não só entre as regiões, mas também dentro das regiões entre a área rural e urbana.

A desigualdade pode ser verificada pela distribuição e acesso à energia elétrica e o PIB per capita. Conforme pode ser observado na tabela 14, o eixo Sul/Sudeste/Centro-Oeste responde pelo consumo de 78% da energia elétrica gerada; e possui os maiores PIB per capita (resultado da concentração de 70% das atividades econômicas do país nessas regiões). Observamos também a imensa disparidade entre as regiões Sudeste e Nordeste.

Tabela 14 – Consumo de energia elétrica por região – Sistema Interligado

Brasil e Regiões	Consumo de Energia Elétrica (TWh)		Participação regional no consumo (%)		PIB per Capita (R\$)*		Consumo de energia elétrica (kWh per Capita)
	2000	2005	2000	2005	2000	2003	2005
Norte	16	20,8	5,2	6,0	3.870	5.512	1.600
Nordeste	49,7	55,9	16,1	16,2	1.616	2.354	931
Sudeste	176,4	190,3	57,3	55,0	8.713	11.257	2.425
Sul	49,6	58,9	16,1	17,0	7.649	10.998	2.176
C. Oeste	16,4	20,2	5,3	5,8	6.498	9.278	1.891
Brasil	308,1	346,1	100,0	100,0	6.430	8.694	1.871

Fonte: IBGE [52]; Plano Decenal de Expansão 2006 -2015 [44]

De acordo com o IBGE [52], cerca de 2,7 milhões de consumidores (aproximadamente 11 milhões de pessoas) ainda não possuem energia elétrica (dados de 2002), sendo a região Norte e Nordeste (nas áreas rurais) as que apresentam o maior número de domicílios sem energia elétrica. Não coincidente,

estas regiões são as que possuem o menor IDH -Índice de Desenvolvimento Humano do País (Figura 41).

A geração de energia elétrica nessas regiões, principalmente na região amazônica é feita através de geradores a diesel que é subsidiado através da Conta Consumo de Combustível – CCC, pago pelos consumidores finais do sistema interligado. A Lei 9.648/98 permitiu que este subsídio fosse também utilizado para fontes de energia renovável, que substituíssem óleo diesel nos sistemas isolados. No entanto até o momento não existem dados que demonstrem a utilização desse recurso para tal.

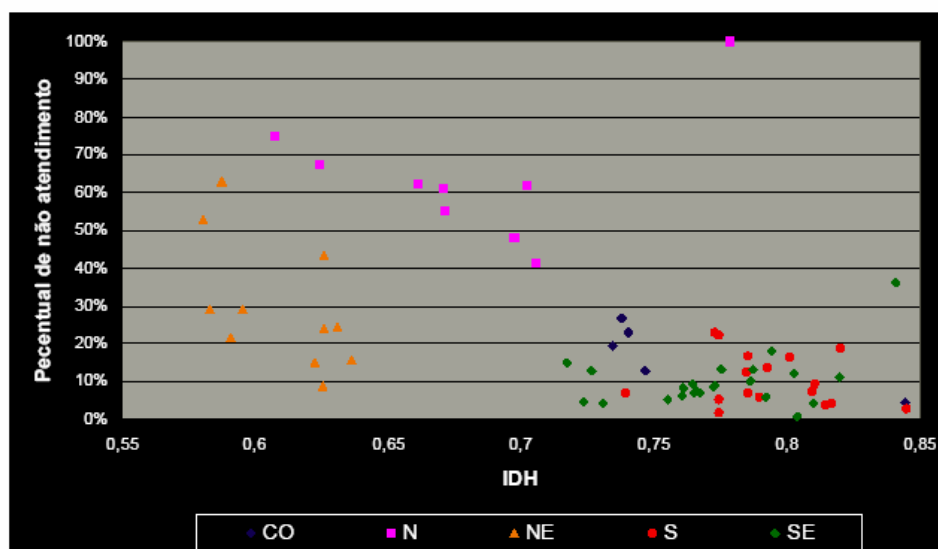
Tabela 15 – Acesso à Energia Elétrica por Região

Brasil e Regiões	Urbana	% População não atendida	Rural	% População não atendida	Total	%
Brasil	774.355	1,9%	1.942.012	24,3%	2.716.368	5,5%
Norte	78.068	3,5%	464.449	56,1%	542.517	17,6%
Nordeste	264.644	2,9%	1.119.783	32,0%	1.384.427	11,1%
Sudeste	267.855	1,3%	144.121	7,7%	411.976	1,9%
Sul	106.499	1,6%	137.283	10,0%	243.782	3,1%
Centro-Oeste	57.290	1,9%	76.375	17,5%	133.666	3,9%

Fonte: IBGE [52] (dados de 2002); GNESD, 2003 [42]

Figura 41

IDH x Nível de Atendimento



Fonte: GNEED, 2003 [42]

Como eletricidade é um fator chave para o desenvolvimento de uma região, o governo brasileiro vem envidando esforços para universalizar desse serviço. A Lei 10.438/02 estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica na universalização do acesso. A resolução ANEEL 223/03 regulamentou a Lei 10.438/02 e estipulou metas a serem atendidas por área de concessão e por nível de cobertura dos municípios até 2015.

Em 2003, o novo governo eleito lançou o programa “Luz para Todos” tendo como objetivo antecipar para 2008 as metas da universalização, utilizando recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE⁴⁸ e da RGR⁴⁹ para tal fim. Até o momento (Junho, 2006), cerca de 3,2 milhões de pessoas já foram atendidas por esse programa, que está orçado em R\$ 12,7 bilhões e está sendo realizado em parceria com as distribuidoras de energia e os governos estaduais.

⁴⁸ Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionários e autorizados e a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final.

⁴⁹ RGR – Reserva Global de reversão – gerenciado pela Eletrobrás, é um valor a ser pago pelas concessionárias e permissionárias de energia elétrica (até 2,5%, limitado a 3% da renda anual), e transferida para a tarifa. A RGR é aplicada em várias áreas, entre elas, para promover a eletrificação rural e eficiência energética

4.4 FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS NO BRASIL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (E-FER)

Apesar do imenso potencial, historicamente o uso de E-FER no Brasil sempre esteve associado a programas de eletrificação rural em comunidades isoladas, onde as grandes distâncias inviabilizavam a extensão da rede de energia elétrica.

Como exemplo, temos o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios): Criado em 1994, tinha como objetivo atender às localidades isoladas, não supridas de energia elétrica pela rede convencional, utilizando para isso principalmente a energia fotovoltaica. O suprimento de energia elétrica visava prioritariamente atender unidades comunitárias, como escolas, postos de saúde, associações, bombeamento d' água e outras. Foram instalados cerca de 5,8 MWp, beneficiando cerca de 900 mil pessoas. No entanto esse programa teve algumas dificuldades relacionadas à manutenção e à operação no longo prazo e desde 2002 encontra-se em fase de avaliação visando a sua revitalização e reestruturação. Mais recentemente foi incorporado ao Programa “Luz para Todos” para a universalização do acesso à energia elétrica.

De fato, uma das possibilidades existente para fontes de energia renovável seria exatamente na expansão do acesso à energia elétrica. No entanto, até o momento não existem dados oficiais do programa informando quanto de E-FER realmente vem sendo utilizadas para tal fim. Os únicos dados disponíveis até o momento são da COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, que informa já ter instalado cerca de 9.000 sistemas fotovoltaicos (abaixo de 30 kWp) no interior do Estado⁵⁰.

Também, algumas iniciativas para a energia eólica, principalmente nos estados do Nordeste procuraram mostrar a viabilidade técnica dessa fonte de energia no sistema interconectado, servindo, portanto, como projetos de demonstração e criando competências que permitiram novos espaços para as fontes de energia

⁵⁰ Dados obtidos durante a apresentação da COELBA no “Latin American Regional Workshop on Electricity & Development” 13 e 14 de Abril de 2005, organizado pelo Centroclima/COPPE para o GNEED: Global Network on Energy for Sustainable Development

renovável. Já a biomassa proveniente do bagaço da cana de açúcar foi viabilizada a partir da implantação do programa do álcool.

A tabela 16 mostra a capacidade instalada no Brasil, inclusive E-FER:

Tabela 16 – Capacidade Instalada (MME, 2005)

	MW	%
Hidroelétrica⁽¹⁾	70,140	70
Gás natural	10,085	10
Petróleo	5,251	5,3
Carvão	1,415	1,4
Nuclear	2,007	2.1
Biomassa	3,068 ⁽²⁾	3
Eólica	28.6	-
Solar	15 MWp	-
Importada	8,170	8.2
Total	100,165	100%
(1) Incluindo 1,740 MW de PCHs		
(2) 71% bagaço de cana de açúcar		

Fonte: MME, 2005 [61]

A pouca participação de E-FER⁵¹ pode ser relacionada ao alto custo de geração dessas fontes quando comparada à hidroeletricidade e à termoeletricidade. Além disso, a promoção de E-FER ainda se confronta com as possibilidades do potencial hídrico do País (somente 26% do potencial hídrico brasileiro é atualmente utilizado, sendo que a maior parte do potencial não utilizado encontra-se na região amazônica), mesmo que ainda não hajam estudos identificando qual o potencial hídrico que é realmente aproveitável, levando-se em consideração possíveis impactos ambientais e a distância da geração aos pontos de consumo.

⁵¹ A definição de quais fontes são consideradas como novas fontes de energia renovável na geração de eletricidade (E-FER) fica a cargo de cada País. A definição hoje comumente aceita na Europa é que hidroeletricidade de grande porte não é considerada E-FER. No entanto alguns países, como a Áustria até bem pouco tempo consideravam essa fonte como E-FER. Normalmente E-FER se refere a fontes novas, como eólica, solar, nova biomassa, geotérmica, onda, maré, ou seja processos tecnológicos inovativos, de uso descentralizado. Neste estudo, E-FER se refere a biomassa de cana de açúcar, energia eólica, PCHs, biogás, biomassa de madeira e casca de arroz, ou seja as fontes contempladas no PROINFA 1.

O grande marco regulatório para as E-FER foi a aprovação da lei 10.438/2002 (alterado pela Lei 10.762/2003) que criou o PROINFA (programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia) e estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica na universalização do acesso a energia elétrica⁵², conforme já comentado no item 4.3

Além disso, essa Lei regulamentou alguns incentivos previstos na legislação brasileira e criou alguns outros, que favorecem o uso de E-FER, em projetos participantes do PROINFA, em projetos fora do PROINFA ou em ambos:

- Desconto (de 50%) nas Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão e Distribuição para projetos até 30 MW (eólica, biomassa, solar e co-geração). Para PCHs o desconto é dado para projetos com potência até 1 MW, ou entre 1 MW e 30 MW destinadas à produção independente ou à auto-produção (projetos fora ou dentro do PROINFA).
 - *Art. 26 da Lei nº. 9.427/96 com redação dada pelo art. 17 da Lei nº.10.438/02*
 - *Percentual de redução de 50% incidindo da produção ao consumo da energia comercializada*

- Participação das PCHs no Mecanismo de Realocação de Energia-MRE, possibilitando a repartição dos riscos hidrológicos (projetos fora ou dentro do PROINFA)
 - *Art. 26 da Lei nº. 9.427/96 com redação dada pelo art. 17 da Lei nº. 10.438/02*

- Comercialização da energia com consumidor ou conjunto de consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, com

⁵² Vale ressaltar que a definição de metas para a universalização dos serviços de energia elétrica e a adoção do programa “Luz para Todos” irá contribuir para um aumento no uso de E-FER em regiões isoladas. No entanto, a escolha de utilizar E-FER ou não, fica a cargo da concessionária de energia (baseada em decisões de custo) e não existe nenhum incentivo adicional para custear a implementação de E-FER a não ser a CCC.

possibilidade de complementação de até 49% da energia média produzida por outras fontes (projetos fora ou dentro do PROINFA)

- *Art. 26 da Lei nº. 9.427/96 com redação dada pelo art. 8º da Lei nº. 10.762/02*

- Sub-Rogação da Conta de Consumo de Combustíveis-CCC (até 2022) para fontes alternativas de energia elétrica, visando substituir combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia no sistema isolado (somente fora do PROINFA)⁵³

- *Art. 11 da Lei nº. 9.648/98 com redação dada pelo art. 18 da Lei nº. 10.438/02 e pelo art. 11 da Lei nº. 10.848/04*

- Criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que pode também ser utilizada para subsidiar fontes de energia renovável (somente dentro do PROINFA)⁵⁴. No entanto este recurso atualmente está sendo utilizado prioritariamente para a universalização do acesso à energia elétrica

- *Lei 10.438/02, com regulamentação através do decreto 4.541/02*

O PROINFA previa inicialmente duas fases distintas: A primeira fase (PROINFA 1) foi desenhada de forma a garantir a contratação de 3.300 MW igualmente divididos entre energia eólica, PCH e Biomassa, utilizando um sistema de “preço premium” semelhante ao “Feed-in”. Já para a segunda fase (PROINFA 2), foi estipulada uma meta de 15% de E-FER sobre o crescimento anual do consumo de eletricidade de forma que em vinte anos se tenha 10% no consumo de eletricidade. No entanto com

⁵³ A CCC se configura atualmente como o único instrumento para apoiar as fontes alternativas de energias fora da rede de distribuição, com um orçamento total de R\$ 3 bilhões/ano (MME, 2004) para cobrir o custo excedente da geração de energia em sistemas isolados. No entanto não existem dados suficientes para informar quanto da CCC já foi direcionada para projetos de fontes de energias alternativas em substituição ao diesel.

⁵⁴ Os recursos da CDE podem ser utilizados, além de subsidiar E-FER, para a universalização do acesso à energia elétrica, para cobrir diferenças de custo de usinas que utilizem somente carvão mineral nacional e usinas que utilizem gás natural e não possuem fornecimento canalizado e para cobrir diferença de preço entre a energia disponibilizada por termelétricas a carvão mineral nacional e o valor correspondente a energia competitiva.

a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, dúvidas foram lançadas sobre a continuidade do programa. Esse tema será melhor explorado no capítulo 5.

A seguir é feita uma breve explanação do potencial existente no Brasil para as três fontes adotadas no PROINFA de forma a entender as especificidades de cada uma delas.

4.4.1 PANORAMA GERAL DE FONTES DE E-FER NO BRASIL: PCHs, BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR E ENERGIA EÓLICA⁵⁵

4.4.1.1 PCHs – PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Uma das principais vantagens das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) origina-se da forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando a suprir a crescente demanda verificada no mercado nacional. Por suas características, este tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, complementando o fornecimento realizado pelo sistema interligado.

O Brasil apresenta um potencial de geração a partir de PCHs significativo, de cerca de 7,3 GW⁵⁶, dos quais aproveita menos de 30% [48a]. Chama-se atenção para a possibilidade de aumento do potencial de geração a partir das PCHs através dos processos de recapacitação, (recuperação da capacidade de geração) e de repotenciação (aumento da potência de geração de energia) e reativação de antigas centrais. Existem cerca de 427 centrais desativadas que podem ser reformadas, podendo acrescentar cerca de 156 MW ao parque gerador do país [48a]. A realização de estudos hidrológicos mais incisivos, com a adoção de tecnologias mais eficientes e investimento em automação podem aumentar a participação das antigas PCHs na matriz energética com custos operacionais menores. A repotenciação das antigas PCHs possui a vantagem de se aumentar a potência com menores impactos ambientais. A Tabela 17 mostra que é possível incrementar a potência do parque gerador do Brasil em torno de 684MW somente com a recapacitação ou reativação de antigas PCHs.

⁵⁵ Retirado do Relatório Parcial da Meta 2.3: Análise do PROINFA, CENERGIA/COPPE/UFRJ, Julho, 2005

⁵⁶ De acordo com os estudos de inventário em análise e aprovados pela Aneel, no Brasil somam-se um total de 2.837,77 MW para aprovação e um 4.478,37MW aprovados o que totaliza 7.316,14MW para a construção de novos projetos de PCHs (Tolmasquim, 2003).

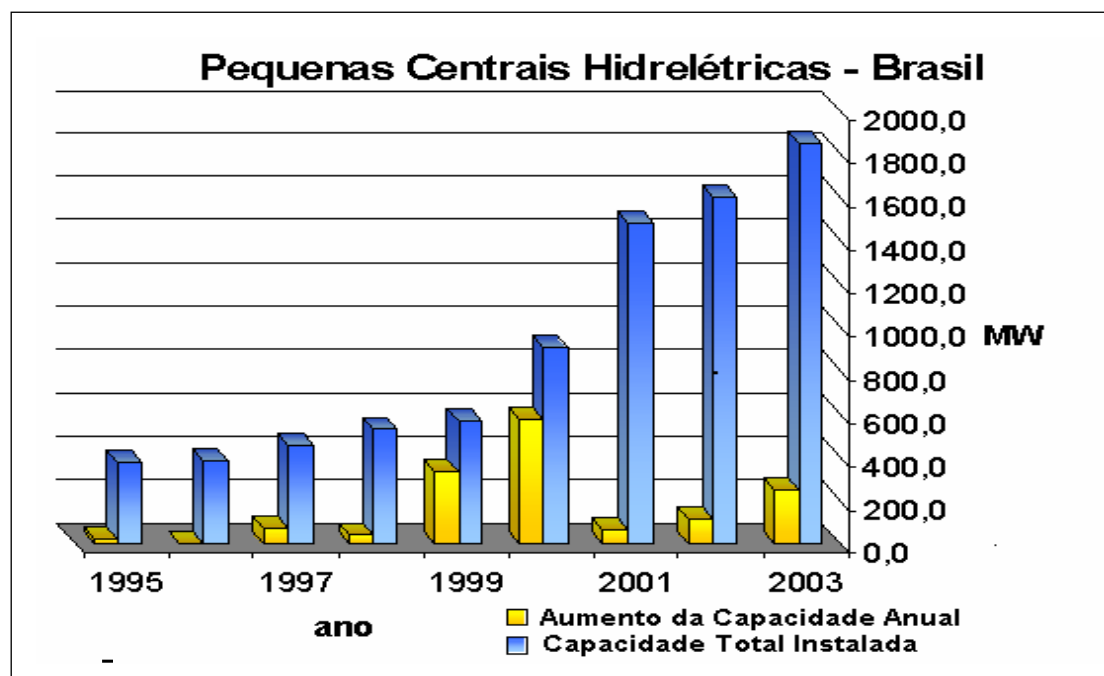
Tabela 17 – PCHs Possíveis de Serem Recapacitadas ou Reativadas no Brasil.

Situação	Quantidade	Potência (MW)
Recapacitação	-	200
Centrais Desativadas	427	156,
Centrais em situação desconhecida	1039	328
Total	1466	684

Fonte: Tolmasquim, 2003 [48a]

A Figura 42 apresenta a evolução da capacidade total instalada face ao aumento da capacidade anual.

Figura 42 – Evolução da Capacidade Instalada Total de PCHs no Brasil, no Período entre 1995-2003.



Fonte: Tolmasquim, 2004 [90]

Em termos de capacidade de atendimento à expansão da capacidade instalada de PCHs, cabe destacar que a indústria nacional está qualificada para fornecer os equipamentos elétricos e hidromecânicos para estas usinas. Esta expansão pode se dar, basicamente, a partir das seguintes alternativas, em ordem crescente de custo (Tolmasquim et al, 2003):

- Recapacitação, repotenciação e reativação de PCHs existentes.
- Aproveitamento de potenciais hidrelétricos de pequeno porte ainda não explorados.

O custo unitário de repotenciação situa-se entre US\$ 200 e 600 por kW, enquanto o custo unitário de novos investimentos entre US\$ 600 e 1200 por kW. Existem linhas de financiamento disponíveis do BNDES, Eletrobrás, PCH-COM, BID, BIRD, International Finance Corporation (IFC), Global Environment Facility (GEF), energy Sector Management Program (ESMAP). (vide, a este respeito, Tolmasquim, 2003).

4.4.1.2 ENERGIA EÓLICA

Em comparação com a expansão de sistemas eólicos no mundo – com 31 GW instalados no final de 2002, o Brasil apresenta atualmente apenas uma capacidade instalada modesta de cerca de 22,1 MW. O recente Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo CEPEL [48b] mostra um potencial bruto de 143,5 GW (Tabela 18), o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação do “mix” de geração de eletricidade no país. O maior potencial foi identificado na região litoral do Nordeste e no Sul e Sudeste. O potencial de energia anual para o Nordeste é de cerca de 144,29 TWh/ano, para a região Sudeste 54,93 TWh/ano e para a região Sul de cerca de 41,11 TWh/ano.

Tabela 18 – Potencial eólico- elétrico estimado do Brasil.

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
NORTE 	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	> 7 m/s	6420	12,84	26,45
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
NORDESTE 	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	> 7 m/s	37526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
CENTRO-OESTE 	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,78	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
SUDESTE 	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	> 7 m/s	14869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
SUL 	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 TOTAL BRASIL ESTIMADO						>6	667391	1334,78	1711,62
						>6,5	231746	463,49	739,24
						> 7 m/s	71735	143,47	272,20
						>7,5	21676	43,35	100,30
						>8	6679	13,36	35,93
						>8,5	1775	3,55	10,67

Fonte: CEPEL, 2001 [48b]

Para o cálculo das estimativas foram consideradas todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 m/s. Adicionalmente, foram adotados o desempenho médio de turbinas eólicas no estado da arte mundial, instaladas em torres de 50 metros de altura e um fator de disponibilidade de 0,98. Considerou-se a velocidade média de 7m/s para se calcular o potencial global eólico-elétrico do país e se chegar ao total de 143,47GW de potência conforme apresenta a coluna potência instalável da seção integração cumulativa da Tabela 18.

As condições climáticas brasileiras apresentam velocidades médias do vento bem mais altas (em torno de 8,5 m/s) e mais uniformes que em muitos países, onde este tipo de energia é muito mais disseminado.

Uma avaliação generalizada dos custos de geração associados à empreendimentos eólicos é bastante difícil, uma vez que o rendimento da geração mostra elevado grau de dependência com fatores geográficos e climáticos. Os custos associados à instalação de usinas eólicas variam entre US\$ 800 e 1200/kW [48a]. Segundo o Centro Brasileiro de Energia Eólica [48c], uma estimativa razoável para estes custos de geração situar-se-ia entre US\$ 70 a US\$ 80 por MWh.

As aplicações mais favoráveis desta fonte energética no Brasil estão na integração ao sistema interligado de grandes blocos de geração nos sítios de maior potencial. Em certas regiões, como por exemplo, no vale do Rio São Francisco, se observa uma situação de conveniente complementaridade da geração eólica com o regime hídrico, seja no período estacional ou na geração de ponta do sistema, ou seja: o perfil de ventos observado no período seco do sistema elétrico brasileiro mostra maior capacidade de geração de eletricidade justamente no momento em que a afluência hidrológica nos reservatórios hidrelétricos se reduz. Por outro lado, no período úmido do sistema elétrico brasileiro, caracterizado pelo maior enchimento destes reservatórios, o potencial de geração eólica de eletricidade se mostra menor. Assim, uma interessante alternativa de complementaridade no sistema elétrico oportunidade se apresenta ao país. Um outro tipo de aproveitamento desta complementaridade no sistema elétrico brasileiro seria a atuação em um “*sistema híbrido*”, operando em conjunto com sistema baseado em óleo diesel, por exemplo, em sistemas isolados.

Atualmente, 92 novas usinas eólicas com uma capacidade a ser instalada de 6.243 MW foram outorgas pela ANEEL, a grande maioria situada na região Nordeste. Todas estas usinas farão parte de produção independente de energia e de autoprodução de energia.

As maiores vantagens da utilização de energia eólica são: emissão evitada de CO₂, e a disponibilidade da área de instalação que pode ser usada para outras atividades como a pastagem de animais⁵⁷ [48a].

⁵⁷ Estudos realizados no Rio Grande do Sul mostram para a eólica um potencial de geração de 1,5 MW/km².

4.4.1.3 BIOMASSA – BAGAÇO DE CANA DE AÇÚCAR

Uma característica importante do uso de biomassa de cana-de-açúcar para geração de eletricidade refere-se à natureza diferenciada em relação às demais fontes alternativas. De fato, o seu aproveitamento para geração elétrica não corresponde à atividade-fim do investidor, mas decorre do aproveitamento de resíduos de produção de açúcar e álcool, notadamente o bagaço de cana-de-açúcar.

No Brasil, a produção e a comercialização de eletricidade excedente a partir de resíduos da cana-de-açúcar têm oscilado ao longo do tempo e está concentrada no Estado de São Paulo (71%). Em 2001, em função da crise de abastecimento elétrico, o contexto era favorável e havia perspectiva de melhor aproveitamento do potencial existente. Já a partir de 2002, com a superação dos problemas de abastecimento, novos contratos bilaterais de venda têm encontrado dificuldade de viabilização.

O poder calorífico do bagaço de cana é 2.450 Kcal/Kg, considerando 50% de umidade. Considerando apenas tecnologias comerciais, o potencial econômico para a produção de eletricidade excedente durante a safra nas usinas de açúcar e álcool é estimado, dependendo da variante tecnológica empregada e da disponibilidade de biomassa, entre 8-12 GW.

Segundo dados da ANEEL, a potência instalada de biomassa de cana-de-açúcar corresponde a cerca de 2% do total da capacidade instalada do país, num total de 218 usinas de biomassa de bagaço de cana de açúcar e álcool. Esses dados indicam uma representativa oportunidade para novos empreendimentos, diante da estimativa de potencial ainda a ser aproveitada.

Apenas as tecnologias de produção de eletricidade baseadas nos ciclos a vapor podem ser consideradas comercialmente disponíveis. Os sistemas de maior capacidade são os ciclos acima de 5 MWe, que empregam turbinas a vapor como máquinas motrizes. Os sistemas de pequena capacidade são inferiores a 1-2 MWe e empregam, majoritariamente, motores a vapor, a pistão [48a]. Com relação ao custo da biomassa no Brasil, são considerados reduzidos, no entanto há possibilidades de se continuar o desenvolvimento em áreas como a otimização da coleta/preparo de

resíduos, seleção de variedades voltadas para a produção de energia e modificações genéticas, e em toda a área de produção agrícola. Em caso dos sistemas BIG-GT (*Biomass integrated Gasifier – Gás Turbine*) para emprego de resíduos da cana, o mercado local é potencialmente significativo, apesar de ser ainda uma tecnologia cara.

Os custos da geração de eletricidade através do bagaço dependem da tecnologia empregada como estão demonstrados na Tabela 19 a seguir.

Tabela 19 – Custos de Capital de energia – bagaço de cana-de-açúcar.

Alternativa Tecnológica	Custo de capital (US\$/kW)
Eficientização de ciclo de contrapressão	222-667
CEST ⁵⁸	1450-1650
Gaseificação da biomassa e ciclo combinado	950-1150

Fonte: Tolmasquim, 2003 [48a]

Uma das vantagens da geração elétrica com resíduos da cana-de-açúcar é a que pode ocorrer majoritariamente, ou exclusivamente, durante os meses de estiagem, principalmente na região Centro-Sul, caracterizando-se assim numa geração complementar a geração hidrelétrica. Outra vantagem está em que, pensando exclusivamente nas tecnologias de co-geração com turbinas a vapor, a indústria nacional está qualificada a fornecer a totalidade dos equipamentos necessários, o que resulta substancial redução dos investimentos em relação às alternativas em que se requer a importação de equipamentos. Dada a qualificação da indústria nacional e o fato de que os investimentos correspondentes podem ser feitos em moeda nacional, o custo do kW instalado é bastante competitivo, (500-600 US\$/kW para biomassa) comparando-se com outras alternativas de expansão da capacidade de geração⁵⁹ [48a].

Em termos de emissão de gás carbônico apresenta balanço praticamente nulo (devido à absorção de carbono pela fotossíntese), em termos das demais emissões, quando comparada aos combustíveis fósseis, também apresenta vantagens, pois as emissões de SOx, são desprezíveis. As emissões de particulados e NOx podem ser

⁵⁸ Condensing Extration Steam Turbine

⁵⁹ Especialistas estimam o custo do kW instalado de eólica em torno de 1000 US\$/kW.

controlados com tecnologia dominada no mundo em especial na geração, embora na queima da lavoura gerar-se material particulado. Poucos projetos apresentam possibilidades tão significativas e concretas não só de afetar positivamente o meio ambiente, quanto de transformar em recursos financeiros as externalidades associadas à redução das emissões de CO₂. Os projetos poderão habilitar-se ainda à venda de créditos de carbono no âmbito do MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De um lado não existem barreiras tecnológicas, pois, a tecnologia é comercialmente disponível no país, o que resulta em uma vantagem competitiva nos investimentos em relação às alternativas que requerem a importação de equipamentos. Por outro lado, a principal barreira consiste na comercialização do excedente de energia gerada, em virtude de falta de regulamentação dessa venda.

5 O PROGRAMA DE INCENTIVOS ÀS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE - PROINFA

5.1 O PROINFA: DESCRIÇÃO E CARACTERÍSTICAS DA POLÍTICA DE PROMOÇÃO

A participação predominante da energia hidráulica na geração de energia elétrica no Brasil o diferencia de muitos países e poderia não estimular o aproveitamento de outras fontes renováveis. No entanto, o aumento da consciência e da competência interna para fontes renováveis, o cenário internacional para promoção de fontes de energias mais limpas e a problemática do aquecimento global, criaram um cenário político favorável para promover internamente as fontes de energia renovável, que culminou com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), em 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia eólica, biomassa e PCHs no sistema interligado nacional, a partir dos Produtores Independentes de Energia. O Programa foi regulamentado em Março de 2004 (decreto 5.025/04) e é dividido em duas fases: PROINFA 1 e PROINFA 2

O PROINFA 1, que foi recentemente finalizado, pretendia inicialmente adicionar 3.300 MW divididos igualmente pelas três fontes de E-FER – 1.100 MW eólica, 1.100 MW biomassa e 1.100 MW PCHs – ao sistema interligado até o final de 2006⁶⁰. No entanto a chamada pública para escolha dos projetos não atraiu os projetos de biomassa da forma que se esperava, e, portanto foi feito um rearranjo das capacidades alocadas para cada fonte, conforme apresentado na Tabela 21.

De maneira geral as principais características do PROINFA 1, de acordo com a Lei 10.438/02 (e alterada pela Lei 10.762/03), são apresentados abaixo:

- Chamada pública para escolha dos projetos – o critério de escolha foi a data da licença ambiental do projeto, por antiguidade;

⁶⁰ Recentemente esse prazo foi estendido para dezembro 2008

- Limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes de energia eólica e biomassa e 15% para as PCHs. Essa limitação, no entanto era preliminar, uma vez que, caso o limite de 1.100 MW de alguma tecnologia não fosse preenchido, o potencial não contratado passaria a ser distribuído entre os Estados que possuísem as licenças ambientais mais antigas (o que realmente se passou posteriormente)
- Os contratos (PPAs – Power Purchase Agreement) foram assinados entre a Eletrobrás e os Produtores Independentes de Energia por um período de 20 anos.
- Os custos adicionais da geração de E-FER, conforme previsto na lei, serão igualmente distribuídos por todos os consumidores conectados à rede de energia elétrica excluindo-se os consumidores de baixa renda (até 80 kWh/mês, mais um segundo grupo sob condições especiais a ser definido pela ANEEL, até o limite de 220 kWh/mês)
- A Lei define como Produtor Independente de Energia uma empresa que não seja controlada por qualquer outra empresa dos segmentos de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.
- Os fabricantes de equipamentos podem participar como Produtores Independentes de Energia
- O índice de nacionalização exigido para o PROINFA 1 foi de 60 % entre equipamentos e serviços

- Possibilidade de financiamento de até 80% pelo BNDES, desde que sejam apresentadas as garantias exigidas⁶¹.

Além disso, foi estabelecido um preço fixo de compra da energia a ser gerada por essas fontes (preço premium), a exemplo do “Feed-in Tariffs”, correspondendo ao valor econômico de cada fonte e corrigido mensalmente pelo IGP-M, conforme mostrado na Tabela 20 abaixo.

Tabela 20 – Preço Premium para o PROINFA 1

Fonte de E-FER	Preço Premium R\$/MWh (Março 2004)	Valor corrigido pelo IGP-M (Julho/06) R\$/MWh*
Pequenas Centrais Hidrelétricas	117,02	131,67
Energia eólica	180,18 – 204,35	202,74 – 229,93
Biomassa		
Bagaço de cana	93,77	105,51
Casca de arroz	103,20	116,18
Resíduos de madeira	101,35	114,08
Biogás de aterro sanitário	169,08	190,25

Fonte: Portaria nº. 45 de 30 de março de 2004 [51a]

* Calculado a partir do índice de correção do IGP-M

A chamada pública realizada até 10 de maio/04 atraiu cerca de 6.601 MW em projetos, sendo 1.924 MW PCH, 995 MW biomassa, e 3.681 MW de energia eólica, mostrando que existe ainda um potencial viável remanescente para essa fonte (eólica). No entanto, conforme comentado anteriormente, a chamada pública não

⁶¹ Penhor das ações beneficiárias; Penhor dos direitos emergentes da autorização; Penhor dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVE firmado entre a Eletrobrás e a beneficiária; Reserva de meios de pagamento - vinculação e cessão em garantia da receita proveniente do CCVE firmado com a ELETROBRÁS, com a constituição de "conta reserva" com recursos equivalentes a, no mínimo, três meses de principal e juros, durante a fase de amortização do crédito; Fiança do(s) controlador(es) da beneficiária no mínimo até que o empreendimento tenha entrado em operação comercial e que se comprove terem sido atingidos os indicadores financeiros estabelecidos; Propriedade fiduciária de máquinas e equipamentos; Hipoteca do imóvel onde se localiza o empreendimento financiado; Pacote de seguros, abrangendo os riscos de engenharia, de performance do empreendimento e seguro-garantia de execução do projeto

atraiu muitos projetos de biomassa. Além de não conseguir completar os 1.100 MW, nenhum projeto referente à casca de arroz ou biogás foram apresentados (e somente 21,5 MW de resíduos de madeira⁶²). Do potencial de biomassa a partir do bagaço, ainda alguns projetos foram retirados do PROINFA 1 sob o argumento de que o “preço premium” para o bagaço de cana não era suficientemente atrativo. Na realidade, o setor de cana de açúcar está acostumado com uma alta taxa interna de retorno no mercado do álcool e do açúcar, e assim, ter contratos de longo prazo com pouca atratividade econômica, não atrai grande interesse. Além disso, o setor tinha a esperança de que o preço da termoelectricidade no leilão de energia nova fosse superior ao “preço premium” do PROINFA 1 (o que realmente veio a ocorrer) e em um ambiente de contratação que permite contratos de curto prazo.

No início de 2005 a chamada pública foi finalizada – após três chamadas reclassificadoras e uma nova chamada pública para biomassa – e os 3.300 MW foram completados, conforme mostra a Tabela 21:

Tabela 21 – Potência contratada no PROINFA 1

Potência contratada (MW)	N-NE	S-SE-CO	Total
Eólica			
1o. Chamada Pública	482,05	617,342	1099,392
Remanejamento	323,53	0	323,53
Total Eólica	805,58	617,342	1422,922
PCH			
1o. Chamada Pública	144	927,5	1071,5
Remanejamento	0	119,74	119,74
Total PCH	144	1047,24	1191,24
Biomassa			
1o. Chamada Pública	70,00	257,46	327,46
2º. Chamada pública	49,2	308,58	357,78
Total Biomassa	119,20	566,04	685,24
Total geral	1.068,78	2.230,62	3.299,40

Fonte: Eletrobrás, 2006 [51b]

⁶² Nesse trabalho para efeito de cálculo com o valor do “preço premium” será levado em consideração somente o valor para o bagaço de cana, já que a capacidade de resíduos de madeira é pequena

A segunda fase do PROINFA (PROINFA 2), foi definida visando assegurar “... *que 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, a partir de 2006, seja atendido por energia eólica, biomassa e PCHs de forma que em 2020 essas fontes forneçam 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil*”. Esta fase tinha como características:

- Chamadas públicas para a quantidade de E-FER determinada pelo valor de 15% do incremento anual de energia elétrica no consumo final
- Índice de nacionalização de 90% para equipamentos e serviços
- Utilização dos recursos da CDE para subsidiar a diferença do custo de geração de E-FER versus energia convencional
- Emissão de um Certificado de Energia Renovável (CER) que seria emitido pelo produtor, constando informações jurídicas sobre o mesmo, o tipo de fonte primária utilizada e a quantidade de energia comercializada, ou seja, um certificado de origem. Este certificado deveria então ser apresentado à ANEEL para que as metas fossem anualmente fiscalizadas e controladas.

Conforme podemos notar, o PROINFA 2 já incluía uma possibilidade do uso de certificados para atestar a origem, pavimentando o caminho para um possível sistema de quotas com certificados verdes. A expectativa do governo, na realidade, era que o PROINFA 1 fosse suficiente para deslançar as fontes renováveis no Brasil e reduzisse os custos de geração e que portanto em sua segunda fase as fontes renováveis, principalmente eólica, poderiam atuar num mercado mais competitivo. Conforme veremos mais adiante, esse fato não se confirmou já que o PROINFA 1 vem encarando algumas dificuldades e uma delas é exatamente pela indefinição do PROINFA 2.

Como a Lei que estabeleceu o PROINFA foi uma iniciativa do governo anterior, com a introdução das novas regras do setor elétrico e a adoção do Novo Modelo, existem

dúvidas se o PROINFA 2 realmente ocorrerá da forma como previsto anteriormente. Essa fase passa atualmente por uma profunda revisão e uma das possibilidades que está sendo considerada é o fato de a energia eólica, biomassa e PCHs participarem do leilão de energia e os custos adicionais serem diluído no Pool, de forma que o aumento na tarifa de energia elétrica ao consumidor final não ultrapasse 0,5% em qualquer ano e 5% acumulados no período, quando comparado ao crescimento exclusivo de fontes convencionais.

Dessa forma, o instrumento de promoção de E-FER no Brasil passa de um sistema de preço fixo – o “Feed-in” – para um sistema de “Tendering” (leilão).

5.2 RESULTADOS PROINFA 1 E PRINCIPAIS BARREIRAS ENCONTRADAS

O PROINFA 1 efetuou a contratação de cerca de 144 empreendimentos, sendo que até o momento (Janeiro 2006) somente 2 projetos de energia eólica (totalizando cerca de 200 MW) e cerca de 300MW de PCH entraram em fase de construção.

Esse fato pode ser atribuído ao atraso inicial devido às sucessivas chamadas públicas para completar os 3.300 MW, que atrasou o cronograma de alguns empreendimentos e principalmente a dificuldade que alguns empreendedores estão enfrentando para atender as exigências estabelecidas pelo BNDES para a obtenção do financiamento. Um dos fatores que contribui para essa situação, conforme comentado por alguns agentes de mercado, é a definição dada pela lei para os produtores independentes de energia, que restringe o acesso de empresas que poderiam aportar grandes volumes de capital nos empreendimentos. Eles argumentam que isso tem gerado algumas dificuldades para se levantar o aporte inicial de recursos necessários.

Também, a grande incerteza gerada pela indefinição do PROINFA 2, vem contribuindo para as dificuldades enfrentada pelo PROINFA 1, uma vez que a falta de uma política clara e de longo prazo não induz a maiores investimentos no setor de energia eólica – o baixo número de fabricantes de aerogeradores no Brasil não conseguem atender a demanda por equipamento na primeira fase do programa, (que exige 60% de nacionalização) e não existem maiores perspectivas de atrair

novos fabricantes, sem uma definição mais específica do PROINFA 2. De acordo com informações da WOBLEN Windpower, a capacidade de produção no País é em torno de 550 MW/ano.

Por este fato, o fim do PROINFA 1, que estava previsto para final de 2006 (quando os projetos teriam que entrar em operação) foi adiada para até o final de 2008, conforme cronograma a ser submetido por cada empreendedor. E o governo já trabalha com a hipótese de uma parte dos empreendimentos contratados no PROINFA 1 não serem implementados.

No que diz respeito a pouca participação do setor de biomassa no PROINFA 1, este fato pode ser atribuído ao baixo valor do “preço premium” oferecido para essa fonte. Para a biomassa de bagaço de cana, de acordo com um agente do setor ⁶³, somente participaram do leilão os empreendimentos de biomassa que já estavam prontos e pouco eficientes. Novos empreendimentos, com tecnologias mais eficientes, não se viabilizariam com o “preço premium” oferecido e nesse caso era preferível esperar pelo leilão de energia nova. Conforme visto anteriormente, o valor negociado no leilão para termoelectricidade foi em torno de R\$ 130,00/MWh enquanto que no PROINFA o valor estabelecido para o “preço premium” (em julho 2006) foi de R\$ 106,00/MWh, e portanto, evidentemente, para o setor de biomassa foi muito mais vantajoso vender a eletricidade no leilão de energia nova – onde 267 MW foram negociados. Mesmo assim essa capacidade é ainda baixa considerando o potencial existente no setor, o que nos remete a avaliação adicional de que energia não é a atividade fim do setor sucro-alcooleiro, que inclusive está habituado a altos ganhos na especulação do mercado de álcool e açúcar e sendo assim, possivelmente seja preciso ter uma política voltada para o setor para o aproveitamento do bagaço de cana na geração de energia elétrica, que não se resume somente ao estabelecimento de um “preço premium”, mas que ajude a estruturar o setor para atuar nesse mercado (de energia elétrica).

Também para energia eólica, inicialmente o mesmo problema foi comentado: o “preço premium” estabelecido era, a princípio, insuficiente e inviabilizava a implementação dos projetos, uma vez que o valor global de investimento ultrapassava em 30% o valor estimado pelo governo. No entanto, nesse ponto a posição do governo brasileiro sempre foi bem clara, em garantir que o preço fixado

⁶³ Entrevista pessoal durante Seminário na Câmara de Indústria e Comércio Brasil-Alemanha sobre Energias Renováveis e MDL.

para energia eólica era realista com as condições brasileiras e que esse valor tinha sido amplamente discutido com o mercado e que a dificuldade encontrada pelos empreendedores era uma questão de eficiência, e que se o valor do “preço premium” estivesse abaixo, não teriam participado da primeira chamada pública tantos projetos de energia eólica. Pertinente ou não, o fato é que os empreendedores pararam de reclamar do valor do “preço premium” quando a variação do câmbio ficou positiva para o Brasil e os custos de importação dos equipamentos tornaram-se mais baratos.

No que se refere a eficiência, na realidade, a questão pode ser atribuída ao critério de seleção dos projetos (pela data da licença ambiental, por antiguidade) que não levou em consideração os custos de geração e a eficiência dos projetos. Além disso, no Brasil cada estado tem uma legislação ambiental e aqueles empreendimentos que estavam localizados em estados que possuem uma legislação mais restritiva tiveram mais dificuldades e levaram mais tempo para conseguir a licença ambiental.

Caso o programa seja completado com sucesso, a participação de E-FER na matriz será de 3,2% em 2008 - considerando uma geração de 13.002 GWh com fatores de capacidade: 60% para PCHs, 50% para biomassa, e 30% para eólica.

5.3 ANÁLISE DA POLÍTICA DE PROMOÇÃO DE E-FER NO BRASIL E SUAS IMPLICAÇÕES PARA O PROINFA 2

O PROINFA 1 assemelha-se ao modelo adotado na Alemanha, o “Feed-in tariffs” sendo que a capacidade a ser contratada foi limitada em 3.300 MW⁶⁴, ou seja, foi definida uma determinada quantidade de energia renovável, e foi oferecida uma remuneração fixa pela energia renovável gerada. Foi feita uma chamada pública, semelhante ao “tendering” (leilão) só que o critério de escolha foi a data de licença ambiental. O sistema adotado não é uma obrigação sobre as companhias distribuidoras de eletricidade nem sobre o consumo – é uma iniciativa governamental, centralizada na Eletrobrás, que tem a obrigação de comprar, pelo “preço premium” estabelecido, a eletricidade proveniente das E-FER aprovadas nas chamadas pública.

⁶⁴ Na Alemanha, não foi estipulado um limite de E-FER a ser conectado a rede de eletricidade. Dessa forma não foi colocado um tampão na quantidade de E-FER que estava apta a receber o preço Premium.

O PROINFA foi adotado em um período político favorável à expansão do uso de E-FER com o objetivo de aproveitar o potencial brasileiro dessas fontes, disseminar e dominar a tecnologia a nível nacional, e principalmente motivado por alguns projetos-piloto de energia eólica no nordeste do Brasil e o uso do bagaço de cana no setor sucroalcooleiro. Além disso contribuíam para esse cenário a dificuldade de obtenção de crédito para a construção de grandes hidrelétricas, o preço do gás natural importado da Bolívia, a tendência mundial, principalmente européia, de apoio às fontes de energias limpas, e as preocupações relacionadas ao Protocolo de Quioto.

No entanto existe sempre uma pergunta básica que fica quando se reflete sobre o caso brasileiro: o governo realmente quer promover E-FER? E se sim, é suficientemente motivado para a energia eólica?

Essa pergunta se torna necessária por dois motivos interrelacionados:

- A indefinição do PROINFA 2, ou seja o discurso do governo é esperar primeiro a conclusão do PROINFA 1 para depois decidir o que fazer em relação ao PROINFA 2 – como vimos isso vem se constituindo numa das principais barreiras para energia eólica na primeira fase do programa;
- A adoção do novo modelo do setor elétrico e a tendência de E-FERs entrarem no Pool e participarem do leilão - com isso somente as fontes de energia renovável mais competitivas farão parte desse mercado. Isso pode ser verdade (para biomassa de bagaço de cana) ao observarmos o preço da termoeletricidade no leilão de energia nova e considerando alguns incentivos já existentes para PCH (fora do PROINFA). Mas principalmente a energia eólica e outras fontes de biomassa (principalmente biogás⁶⁵) não poderão fazer parte desse mercado.

⁶⁵ Essa fonte não participou da chamada pública do PROINFA 1, pois, segundo os empreendedores desse setor, o valor do “preço premium” não era suficientemente atrativo.

No Brasil ainda não existem resistências da população às E-FERs e de uma forma geral os “stakeholders” são a favor das fontes de energia renovável. No entanto ainda não existe suficiente organização e mobilização das associações/instituições de fontes de energia renovável⁶⁶ e o nível local não exerce influência na política do setor elétrico.

Existem também algumas barreiras relacionadas a conexão à rede de energia elétrica e a sua infraestrutura física (principalmente para energia eólica), mas a principal barreira que se observa é de ordem econômica/financeira - e, regulatória de longo prazo – e o governo resiste em tomar maiores decisões, preocupado com o impacto na tarifa ao consumidor final – o que é até justificável quando se pensa que o país tem um grande potencial hídrico, de baixo custo – mas que tende a aumentar na medida em que esse potencial se encontre em locais cada vez mais afastados e de difícil acesso – ou seja, o governo tem ainda que levar em consideração que existem obstáculos ao aproveitamento pleno de todo o potencial hídrico. Deve também manter a atenção pelo fato de no leilão de energia nova ter sido negociado em sua maioria termoeletricidade (anexo 4). É preciso estar atento aos sinais do setor para não ficar tangenciando mais uma vez, como na década de 90, entre hidroeletricidade e termoeletricidade, sem atingir grandes expansões do atendimento.

E se, conforme comentado por alguns agentes do setor, existir realmente o risco de déficit a partir de 2009, e por causa disso começar novamente a escalada para termoeletricidade – mais cara que hidroeletricidade, é preciso então avaliar realmente até que ponto energia renovável vale a pena. A biomassa e a energia eólica são fontes sazonais, mas que atuam em complementariedade com o parque hidrelétrico gerador, estando aí portanto seu grande diferencial.

As empresas de energia elétrica, baseadas principalmente em decisões de custos e também pela crise financeira devido à redução do consumo de eletricidade depois do racionamento em 2001 não tomarão iniciativas para promover E-FER. Dessa forma, cabe ao governo em última instância decidir até que ponto E-FER é importante para o desenvolvimento do país, e até que ponto utilizar o potencial brasileiro para essas fontes pode ser interessante para diversificar a matriz

⁶⁶ Dentre as associações podemos destacar: ABEER – Associação Brasileira das Empresas de Energias Renováveis; CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica; ABEE – Associação Brasileira de Energia Eólica; e CENEA – Centro de Energias Alternativas do Ceará.

energética, reduzir a dependência hidrológica, garantir uma independência maior do gás natural e outras fontes fósseis na geração de energia elétrica, garantir o desenvolvimento de uma indústria nacional e proteger o meio ambiente.

O PROINFA 1 encara algumas dificuldades, entre elas a dificuldade para obtenção do financiamento. Também o fato de o critério de escolha dos projetos terem sido por data da licença ambiental e não por questões de eficiência pode dificultar a construção de algumas plantas (eólica), se o dólar subir novamente e encarecer a importação dos equipamentos – já que no início do Programa um dos principais questionamentos dos empreendedores de energia eólica era o valor do “preço premium”. A definição do PROINFA 2 é imprescindível para garantir novos investimentos e empreendimentos no Brasil e atrair a instalação de empresas de energia eólica no País, facilitando a construção dos projetos de eólica do PROINFA 1 e gerando empregos no País.

No entanto, como uma das principais restrições para o estabelecimento do PROINFA 2 é a evolução dos custos associados a uma maior utilização de E-FER, que são mais caras que as fontes tradicionais, as perspectivas de uma “segunda fase” do PROINFA ainda são bem incertas. Dessa forma o próximo item tem por objetivo fazer uma análise dos possíveis impactos do PROINFA para o consumidor final, de forma a avaliar se será válido ou não investir em fontes renováveis no Brasil

5.4 A QUESTÃO DO CUSTO DO PROINFA COMO PONTO CRUCIAL PARA A TOMADA DE DECISÃO DE UMA POLÍTICA DE LONGO PRAZO PARA PROMOÇÃO DE FONTES NOVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA (E-FER)

Conforme comentado anteriormente um dos fatores limitantes no Brasil para a promoção de fontes de energia renovável é o seu custo. A preocupação do governo em não passar maiores encargos ao consumidor vem restringindo a política para implementação de E-FER. E uma questão que fica é qual seria o peso do PROINFA para o consumidor final e até que ponto isso influiria na tarifa de energia elétrica?

De forma a avaliar essa questão, esse item tem por objetivo fazer algumas simulações e cenários para o PROINFA⁶⁷ visando estimar qual poderia ser o impacto do sistema de promoção na tarifa do consumidor final. A metodologia de cálculo adotada é a mesma que a Alemanha vem utilizando para estimar o custo da sua política (EEG – Erneuerbare Energie Gesetz) ao consumidor final (ver anexo 2 e 9), ou seja:

- 1) Será calculado o custo adicional do PROINFA, que consiste na diferença entre o custo médio do PROINFA (média ponderada do valor do “preço premium”) e a média ponderada do valor da eletricidade convencional negociada no leilão. Logo, considera-se que a eletricidade gerada no PROINFA 1 estaria deslocando eletricidade convencional, e, portanto, a diferença do custo entre as duas corresponde ao valor que o consumidor final irá pagar a mais pelas fontes de energia renovável (em R\$/MWh);
- 2) O custo adicional do PROINFA é então multiplicado pela geração de energia renovável em determinado ano, dando um custo adicional total em R\$, que é dividido posteriormente pelo consumo total de eletricidade do ano em questão, excluindo-se os consumidores de baixa renda. Dessa forma temos o peso do PROINFA/MWh

⁶⁷ Para a análise do PROINFA será apenas considerado a biomassa de cana de açúcar, que foi a principal fonte dentro do PROINFA 1 (apenas uma pequena parcela foi proveniente de resíduos de madeira – 25 MW)

- 3) Em seguida, é calculado o percentual do peso do PROINFA/MWh em relação a tarifa média (sem impostos)

Para esta metodologia é necessário estimar a quantidade de E-FER que será gerada pelo PROINFA como um todo (PROINFA 1 e PROINFA 2). Para o PROINFA 1 é relativamente fácil. No entanto para o PROINFA 2 é necessário a construção de cenários de expansão do setor elétrico, para podermos quantificar o total de E-FER em 20 anos (conforma a Lei 10.438, o PROINFA 2 deverá contratar 15% do incremento anual da demanda de forma a ter em 20 anos 10% de E-FER na matriz de eletricidade). O item a seguir apresenta as premissas adotadas para a construção do cenário de expansão do setor elétrico.

5.4.1 CENÁRIOS DE EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

Para fazer a inserção das fontes de energia renovável na expansão do setor elétrico brasileiro, o cenário adotado se baseia nas premissas adotadas no Plano Decenal de Expansão (PDE) para o período 2006-2015, Trajetória de Referência [44]. Para o período 2016-2027 foi feita uma extrapolação dos valores adotados até 2015, mantendo-se a mesma taxa de crescimento no consumo total de energia elétrica e a mesma porcentagem estimada em 2015 para eletricidade proveniente de fonte hídrica e térmica.

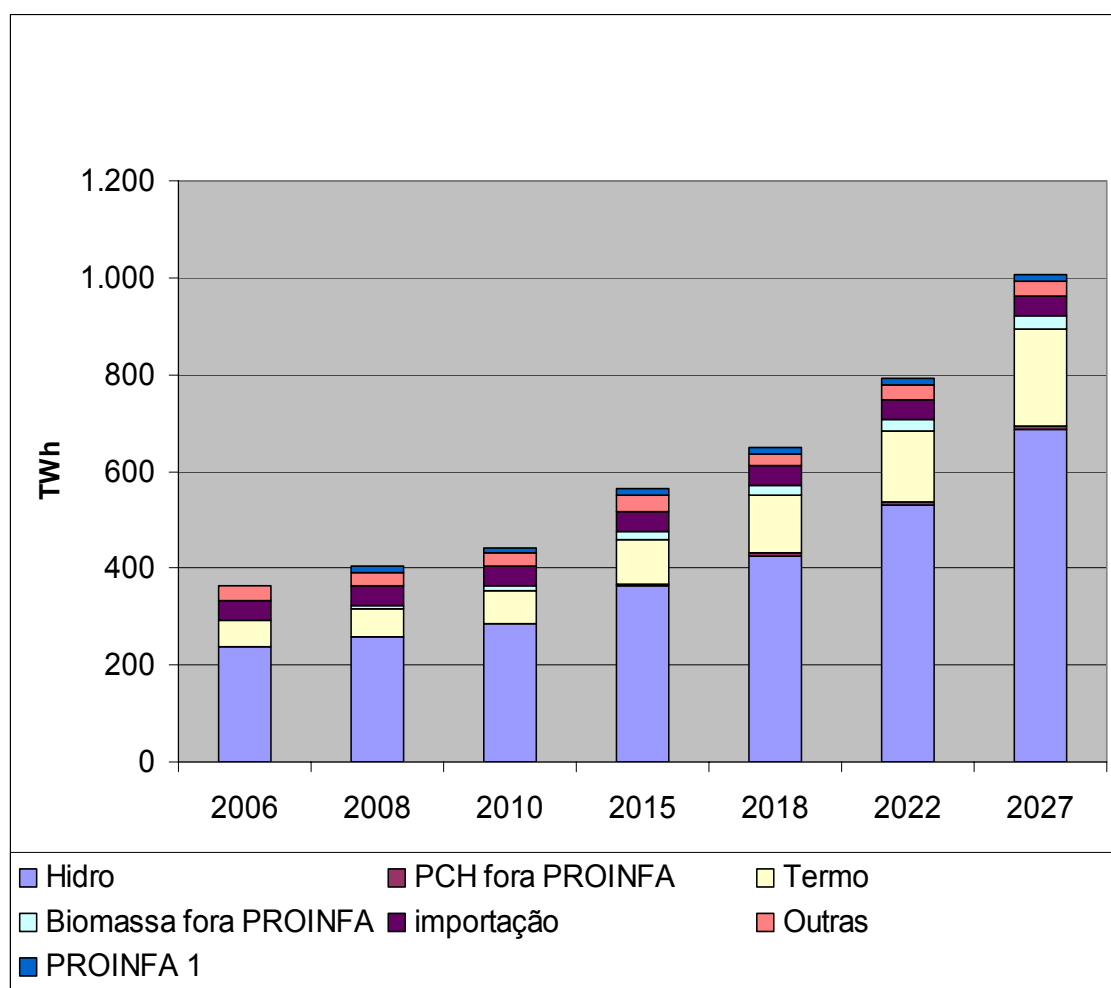
Para biomassa fora do PROINFA, foram consideradas as previsões constantes no Plano Decenal (4.317 MW em 2015); a partir de 2016 adotou-se a hipótese da entrada do potencial restante (estimado pelo PDE, como possível de ser atingido) de mais 1.700 MW divididos igualmente até 2027.

Para PCH fora do PROINFA, considerou-se o potencial de 700 MW (previstos no PDE até 2015) mais um acréscimo de 300 MW até 2020 (valor este adotado de forma conservadora para um potencial estimado possível no PDE de até 1.500 MW no total)

A geração do PROINFA 1 (considerada a partir de 2008, quando termina o prazo máximo para a entrada em operação dos projetos contratados) manteve-se constante durante todo o período (13 TWh, para um fator de capacidade de 30% eólica, 50% biomassa e 60% PCHs). Conforme podemos ver na Figura 43 abaixo,

em 2027 o consumo total de eletricidade será de 1.006 TWh. O PROINFA 1 inicia com uma participação de 3,2% no consumo total de eletricidade e termina em 2027 com uma participação de apenas 1,3% (ver anexo 6).

Figura 43 – Cenário da expansão do consumo de eletricidade 2006-2027 com PROINFA 1



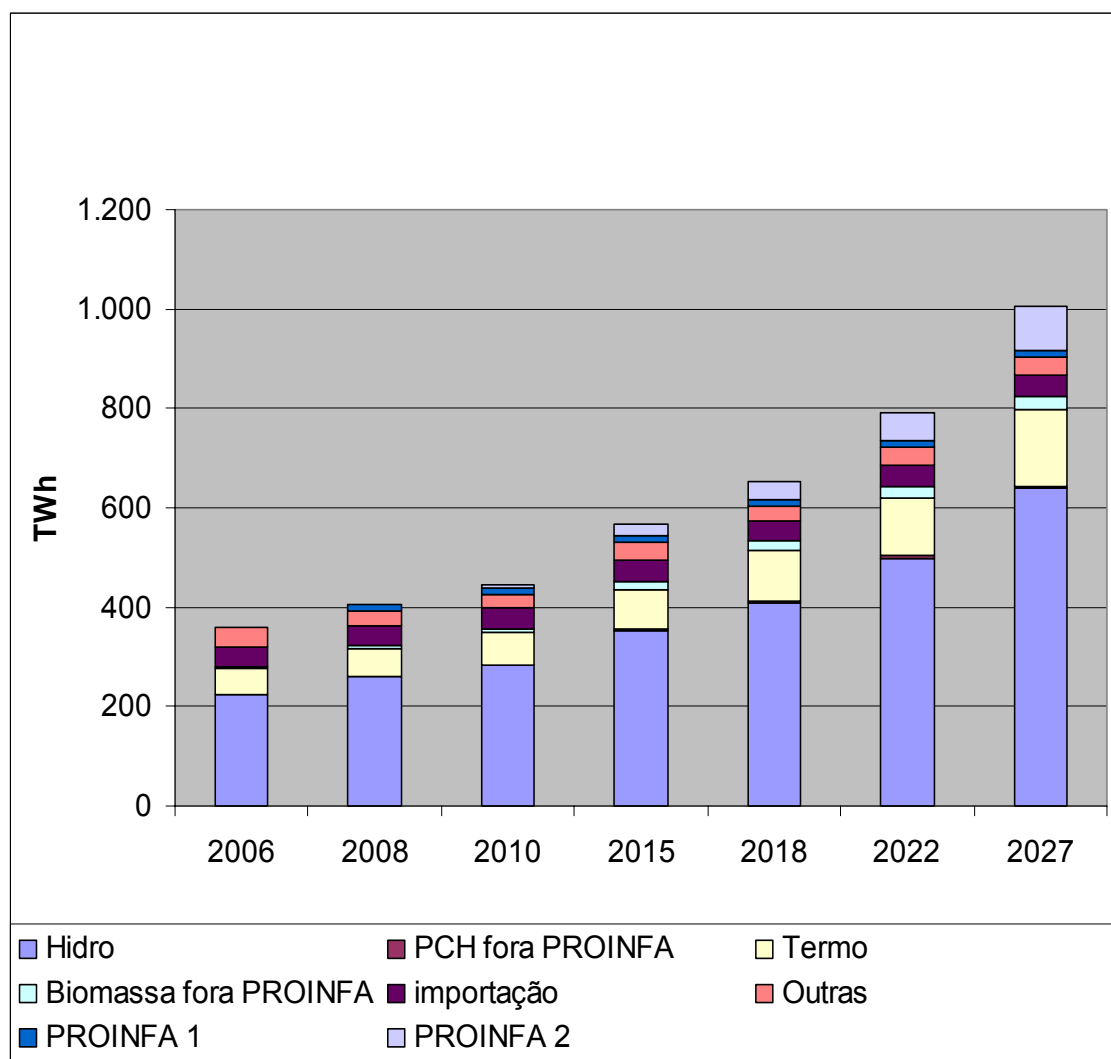
Fonte: Elaboração própria

A partir desse cenário, foi feita a introdução do PROINFA 2, de 2009 em diante, respeitando-se o limite de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional (Figura 44). Além disso, foi adotada a hipótese de que o PROINFA 2 também será igualmente dividido pelas três fontes: eólica, biomassa e PCH⁶⁸. A inserção do PROINFA 2 considera que PCH substituirá

⁶⁸ Vale observar que a capacidade instalada será dividida igualmente entre as fontes eólica, biomassa e PCH, e não a geração de energia proveniente dessas fontes.

hidroeletricidade convencional, e biomassa e eólica, termoeletricidade. Ao final do período (2027) o PROINFA 1 e o PROINFA 2 serão responsáveis por cerca de 103 TWh o que corresponde a uma participação de 10,27% no consumo final de eletricidade.

**Figura 44 – Cenário da expansão do consumo de eletricidade 2006-2027
com PROINFA 1 e PROINFA 2**



Fonte: Elaboração própria

5.4.2 ANÁLISE DOS CUSTOS CONSIDERANDO PROINFA 1 E PROINFA 2

As simulações para o PROINFA 1 e PROINFA 2 serão divididas em quatro cenários:

- ✓ Cenário 1 considera somente o PROINFA 1, imaginando-se a hipótese de que o PROINFA 2 não ocorrerá.
- ✓ Cenário 2 considera o PROINFA 1 e o PROINFA 2 – divididos igualmente entre eólica, biomassa e PCH
- ✓ Cenário 3 considera o PROINFA 1 e o PROINFA 2 – imaginando-se a hipótese de que somente as fontes eólicas e PCH farão parte da segunda fase do programa. Nesse caso, para o cálculo considera-se a geração estimada para essas fontes conforme calculado para o cenário da expansão na Figura 44. Será adotada a premissa de que a geração correspondente à biomassa fará parte do leilão e será contabilizada na meta de 10% em 20 anos.
- ✓ Cenário 4 considera o PROINFA 1 e o PROINFA 2 – Imaginado-se a hipótese de que somente a fonte eólica fará parte da segunda fase do Programa. Nesse caso, conforme o Cenário 3, será adotada a premissa de que a geração correspondente à biomassa e PCH farão parte do leilão e serão contabilizadas na meta de 10% em 20 anos.

As hipóteses adotadas nos cenários 3 e 4 partem do princípio de que não faz sentido uma meta de 10% só de energia eólica ou só de energia eólica e PCH. Mesmo na Alemanha, o País que possui a maior capacidade instalada de energia eólica no mundo, a participação dessa fonte chegou a 4,16% em 2004, com uma geração de 25,5 TWh. As premissas adotadas no cenário de expansão (Figura 44) apresentam uma estimativa de geração de energia eólica no Brasil em 2027 de 29 TWh

(PROINFA 1 e 2). Esse valor corresponderá a quase 3% no consumo final de energia em 2027 – uma participação bem razoável, portanto⁶⁹.

Para a construção dos cenários levou-se em consideração as seguintes variáveis (ver anexo 9):

- ✓ Valor do “preço premium” – O “preço premium” para o PROINFA 1 varia de acordo com o índice do IGP-M. Se aumentar muito em relação ao preço da eletricidade convencional negociada no leilão, o custo adicional aumenta e portanto o peso do PROINFA será maior. Para os cenários, foi considerada uma correção nesse valor no período 2006-2008 (quando termina o prazo para entrada em operação dos projetos do PROINFA 1), na mesma proporção da correção ocorrida no período 2004-2006. Vale ressaltar que a variação do IGP-M no último ano (2005/06) foi de apenas 0,35%, mas como no período 2004/05 esse índice variou 11,13%, resolveu-se adotar a variação do período 2004-2006, de forma mais conservadora e imaginando-se a possibilidade de um cenário de maior instabilidade econômica, para projetar um valor possível para 2008, quando inicia as simulações para o PROINFA 1. A partir de 2009 as simulações para os cenários consideram ou um valor constante ou uma correção de 5% no valor.
- ✓ Tarifa de energia elétrica ao consumidor final sem impostos – O novo modelo estabelece o princípio da modicidade tarifária. Dessa forma imagina-se que a tarifa deve ser o mínimo possível onerosa para os usuários ao mesmo tempo em que permite com que a concessionária de energia desempenhe suas funções de modo efetivo e lucrativo. Dessa forma imagina-se que a tarifa refletirá o preço da eletricidade convencional negociada no leilão. Mas, se a tarifa aumentar demais, evidente

⁶⁹ A geração de 29 TWh no Brasil corresponde a cerca de 10 GW, o que é uma quantidade considerável podendo no futuro inclusive ocasionar resistências da população à projetos de energia eólica. No entanto se compararmos as dimensões da Alemanha e as dimensões do Brasil e se considerarmos que somente recentemente a Alemanha (após atingir a marca do 25 TWh) vem direcionando seus projetos de eólica para offshore, podemos dizer que no Brasil essa quantidade seria bem razoável.

que o peso do PROINFA para o consumidor final cairá – mas isso não significa que o peso do PROINFA seja insignificante (se o custo adicional for considerável), mas apenas que a tarifa de energia elétrica foi reajustada acima do custo da expansão do setor. Para evitar essa distorção, nos cenários, a tarifa de energia elétrica acompanhará as variações adotadas para o preço da energia convencional no leilão. Também para a tarifa, adotou-se um fator de correção de 5% a.a. para estimar o valor da tarifa para 2008, quando entra em operação os projetos do PROINFA 1. A partir de 2009 as simulações consideram ou um valor constante ou uma correção de 5%⁷⁰.

- ✓ Valor negociado no leilão – Para os anos de 2008, 2009 e 2010, os valores já foram negociados no leilão de energia nova. Para os anos seguintes (a partir de 2011), as premissas adotadas consideram ou uma variação de 5%, em cima da média ponderada do preço do leilão para 2010, ou o valor mínimo negociado em 2010, que é o valor corresponde à hidroeletricidade (R\$ 114,83). Se o preço do leilão subir no futuro e tender a se aproximar do custo médio do PROINFA, o custo adicional do PROINFA tenderá a zero e consequentemente o peso do PROINFA também.
- ✓ Consumo final de eletricidade excluindo-se baixa renda - De acordo com a Eletrobrás o mercado pagante de energia elétrica do SIN, excluindo-se baixa renda, em 2006 foi estimado em 329.882.858 MWh, ou seja 10% menor do que o consumo total de energia elétrica (em 2006, de acordo com o Plano Decenal de Expansão). Dessa forma, foi adotado o valor de 10% nas projeções futuras, como sendo a parcela do consumo de baixa renda. O PROINFA é dividido por todos os consumidores excluindo-se baixa renda.

⁷⁰ Para calcular o impacto na tarifa de eletricidade para o consumidor final foi considerado o valor da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final em 2006 (sem impostos) de R\$ 248,49/MWh, disponibilizada pela ANEEL. Baseado em históricos anteriores foi estimado uma correção de 5% ao ano no valor da tarifa para a projeção. A tarifa média compreende: Residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

A tabela 22, exemplifica de forma sucinta as hipóteses adotadas para os Cenários, que são apresentados nas Figuras 45, 46 e 47

Tabela 22 – Hipóteses dos cenários adotados

Cenário 1, 2, 3, 4	“Preço premium” constante a partir de 2008 (R\$ 166,67)	Tarifa constante , a partir de 2008 (R\$ 273,00)	Valor negociado no leilão: a partir de 2011, constante . Valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010 (R\$ 114,83)
Cenário 1A, 2A, 3A, 4A	Variação do “preço premium” de 5% a.a	Variação da tarifa 5% a.a.	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
Cenário 1B, 2B, 3B, 4B	Variação do “preço premium” de 5% a.a	Tarifa constante , a partir de 2008 (R\$ 273,00)	Valor negociado no leilão: a partir de 2011, constante . Valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010 (R\$ 114,83)

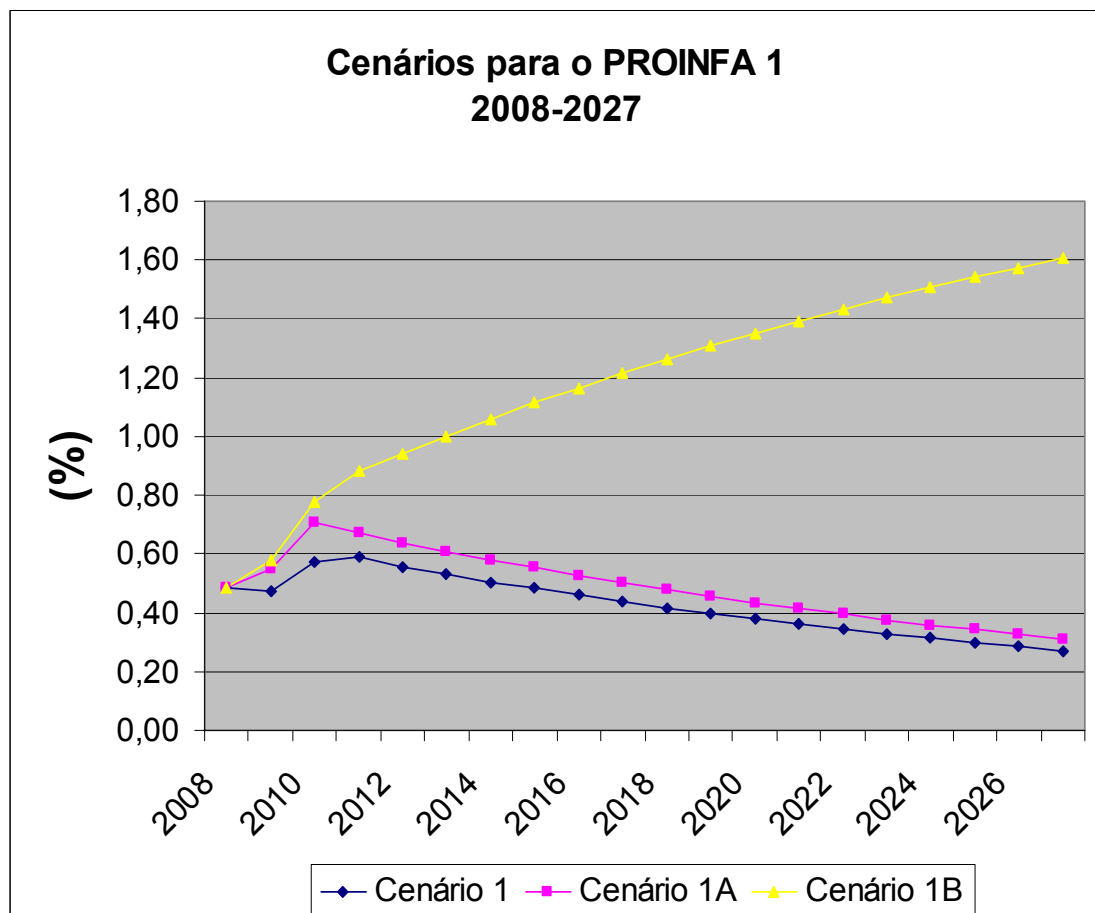
As planilhas de cálculos dos cenários podem ser visualizadas no anexo 9.

Para o PROINFA 1 (Figura 45), o peso em 2027 é de 0,27% no cenário 1. Nesse cenário, o impacto mais alto na conta do consumidor final se verifica em 2010, quando a média ponderada da venda de energia no leilão reduz em relação aos anos anteriores devido a uma participação mais equilibrada entre termoeletricidade e hidroeletricidade no leilão de energia nova (ver anexo 5); e em 2011 por que o cenário considera que a partir de 2011 o preço do leilão será constante (pelo valor da hidroeletricidade). No entanto, como a geração de E-FER é constante e o consumo final aumenta, o impacto na tarifa tende a cair, não apresentando peso significativo.

O cenário 1A, acompanha o cenário 1 na tendência, não apresentando também um peso significativo (0,31% em 2027) – na realidade a hipótese do cenário 1A foi

apenas adotada para ser ter uma sensibilidade da variação do impacto na tarifa, pois ao considerar 5% de correção para todas as variáveis, de fato o valor da tarifa é o que mais aumenta (pois em termos absolutos 5% em R\$ 273,00 é maior que 5% em R\$ 114,83) – e dessa forma o impacto nessa situação é menor que se, por exemplo, a tarifa variasse menos que 5%. O caso extremo é visto no cenário 1B, cujo impacto de 1,61% é obtido considerando-se que o “preço premium” reajusta em 5% e a tarifa e o preço do leilão são constantes. Esse valor também serve apenas para dar um parâmetro máximo, pois é irreal imaginar uma situação em que haverá um reajuste somente do “preço premium”.

Figura 45



Cenário 1: variáveis constantes

Cenário 1A: variáveis com fator de correção de 5% a.a.

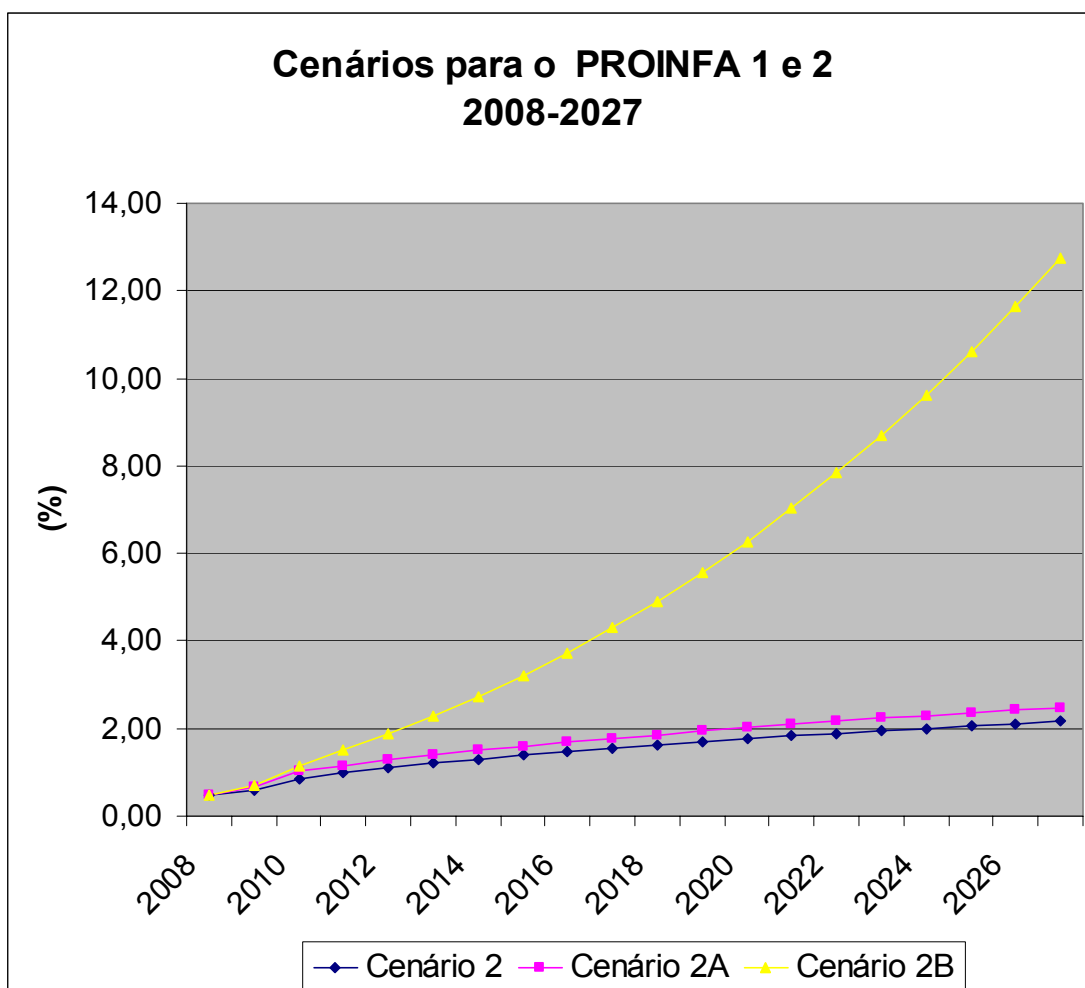
Cenário 1B: Correção do “preço premium” de 5% a.a. Demais variáveis constantes

Ver valores Anexo 9

Quando consideramos o PROINFA 1 e PROINFA 2 (Figura 46), verificamos que o peso do PROINFA aumenta no decorrer do tempo, evidentemente pelo fato de a geração de E-FER aumentar ano a ano. O cenário 2, apresenta um peso de 2,16% - e como todas as variáveis são constantes, esse valor é semelhante, se por exemplo, imaginássemos 10% de E-FER em 2008, ou seja nesse cenário o que realmente tem impacto sobre a tarifa é a quantidade de E-FER gerada em relação ao consumo final de energia. Se tivermos até 2027, relações mais ou menos semelhantes entre as variáveis, pode-se afirmar que o impacto do PROINFA 1 e 2, ficará mais ou menos nessa base, como podemos observar com os valores obtidos no cenário 2A (2,47% em 2027) – mais uma vez, se imaginarmos que a correção da tarifa será menor que 5% no cenário 2A, o impacto tenderá a ser maior, mas nunca maior que o caso extremo, visto no cenário 2B (tarifa e preço do leilão constantes), e cujo impacto é da ordem de 12,76% (o que também seria um caso irreal).

Ao analisar o histórico de aumento das tarifas de energia elétrica desde 1997, observa-se que o reajuste nunca foi inferior a 5%, ficando a média em 13% a.a. Logo, a hipótese adotada (correção de 5% na tarifa, cenário 1A) é bem viável, e como adotou-se a premissa de que o preço do leilão e a tarifa variam de forma semelhante, só se o custo de E-FER for realmente bem mais alto (em relação as outras variáveis) haverá um impacto significativo (tendendo ao cenário 2B). De qualquer forma, essa hipótese também é irreal, já que se o PROINFA 2 ocorrer, a tendência de atrair novas fábricas de geradores eólicos é um fator considerável na redução dos custos de eólica que é a principal fonte impactante do PROINFA, conforme pode ser observado nas Figuras 47 e 48.

Figura 46



Cenário 2: variáveis constantes

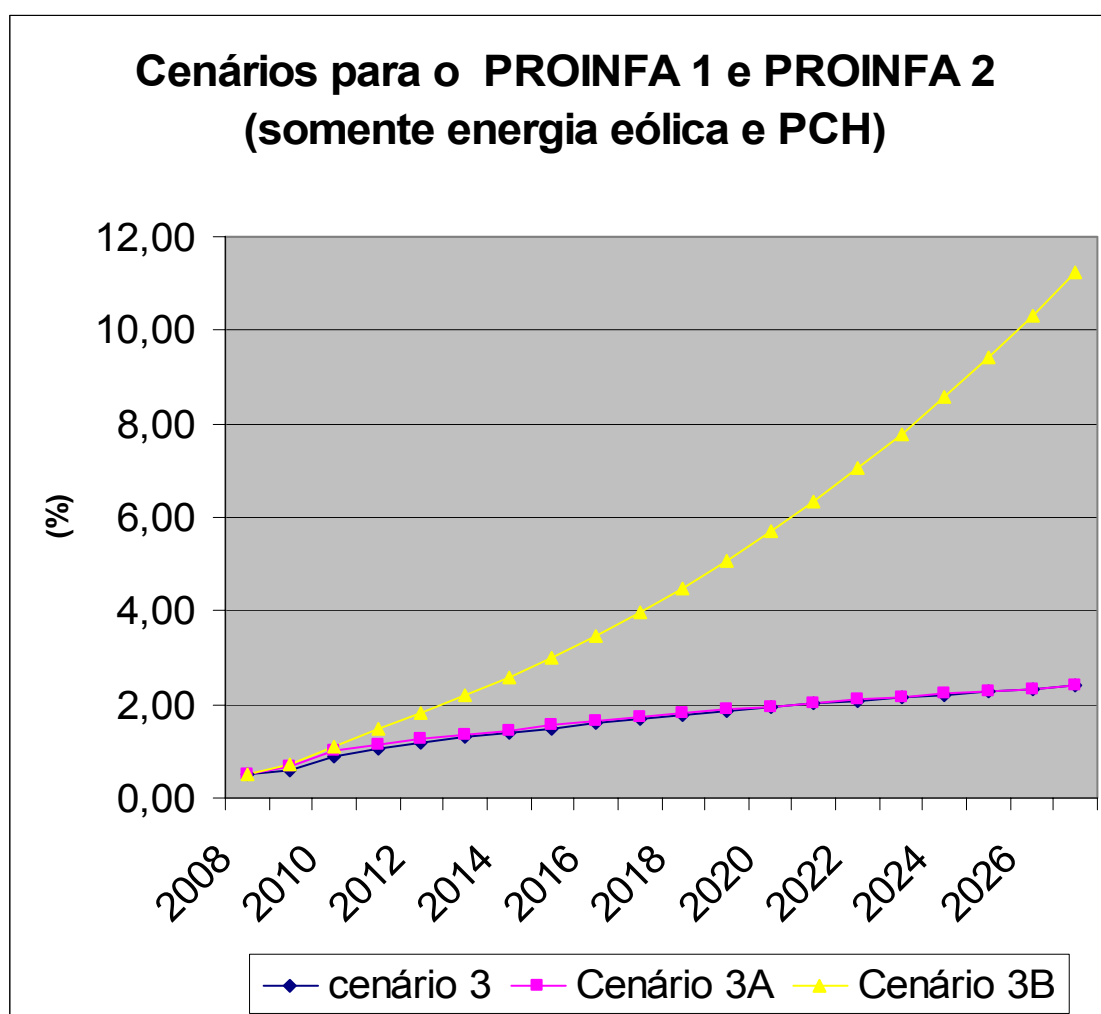
Cenário 2A: variáveis com fator de correção de 5% a.a.

Cenário 2B: Correção do “preço premium” de 5% a.a. Demais variáveis constantes

Ver valores no Anexo 9

Como o valor do “preço premium” para biomassa não é atrativo dentro do PROINFA, e o preço da termoeletricidade no leilão foi inclusive maior, podemos supor que biomassa (bagaço de cana) poderá, a partir de 2009, fazer parte do leilão e competir com eletricidade convencional. Nesse caso o peso para o PROINFA pode ser observado na Figura 47. Podemos verificar que para o cenário 3 e 3A, o peso do PROINFA converge para 2,39% (por causa do PROINFA 1, que tem pesos diferentes nos cenários 1 e 1A e compensa o aumento de peso quando fazemos o cálculo considerando o PROINFA 2 somente para eólica e PCH – ver anexo 9). No pior caso o impacto é de 11,23% (cenário 3B).

Figura 47



Cenário 3: variáveis constantes

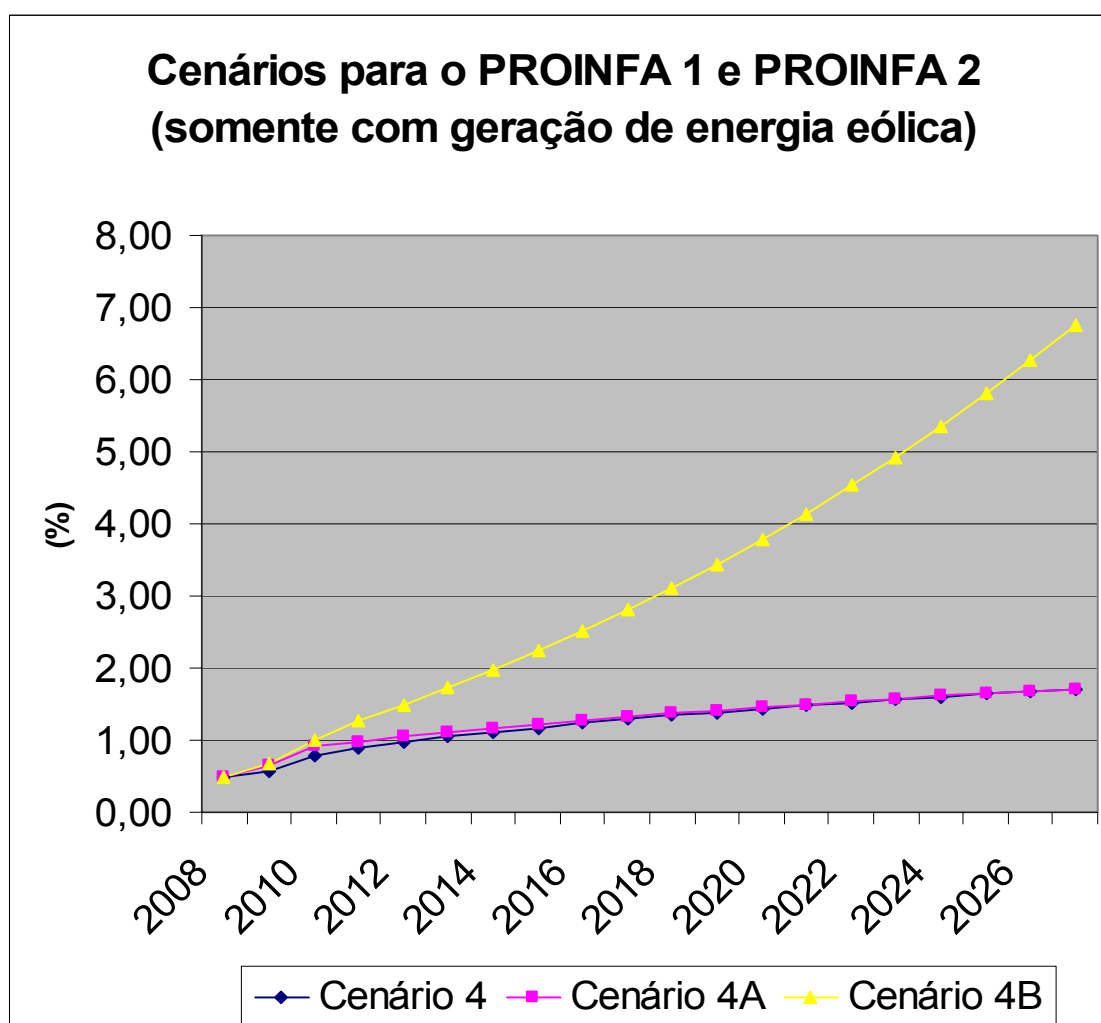
Cenário 3A: variáveis com fator de correção de 5% a.a.

Cenário 3B: Correção do "preço premium" de 5% a.a. Demais variáveis constantes

Ver valores no Anexo 9

Podemos ir ainda mais longe e supor que o PROINFA 2 será composto apenas pela energia eólica. Como o valor para PCH já é bem próximo dos valores praticados nos leilões, não é difícil imaginar que essa fonte possa competir com a eletricidade convencional em breve (inclusive no segundo leilão de energia nova, que teve como preço para hidroeletricidade R\$ 126,77/MWh, um dos lotes comprados foi proveniente de PCH). Sendo assim, ao considerar o PROINFA 2 somente para a energia eólica, verificamos que o peso do PROINFA em 2027 será de 1,71% para os cenário 4 e 4A (Figura 48). O caso extremo apresenta como impacto o valor de 6,76%.

Figura 48



Cenário 4: variáveis constantes

Cenário 4A: variáveis com fator de correção de 5% a.a.

Cenário 4B: Correção do “preço premium” de 5% a.a. Demais variáveis constantes

Ver valores no Anexo 9

Tanto nos cenários que analisam o PROINFA 2 somente com PCH e eólica (cenários 3, 3A e 3B) quanto nos cenários que analisam somente o PROINFA 2 com eólica (4, 4A, 4B) as mesmas considerações feitas para os cenários 2, 2A e 2B podem ser feitas: Ou seja, o cenário 3 e 4 por estimar que todas as variáveis são constantes a partir de 2008 (com exceção do preço do leilão que passa a ser constante a penas a partir de 2011) pode ser comparado a uma situação hipotética em que tivéssemos a mesma participação de E-FER (de 2027) no consumo final já em 2008 – e nesse caso o que realmente tem impacto sobre a tarifa é a quantidade de E-FER gerada em relação ao consumo final, uma vez que o custo adicional total aumenta em função da quantidade de E-FER gerada.

Se as relações entre as variáveis ficarem mais ou menos constantes o impacto do PROINFA não será muito relevante: 2,39% no cenário 3 e 1,71% no cenário 4 – o que podemos verificar pelos cenários 3A e 4A. O caso extremo (cenários 3B e 4B), apesar de ser irreal, pois como dito anteriormente é difícil imaginar uma situação onde somente o custo médio de E-FER aumente, apresenta um impacto de 11,23% e 6,76% respectivamente. Podemos tirar duas conclusões desses cenários:

- O impacto observado para os cenários 3, 3A e 3B nos mostram que o peso da biomassa (bagaço de cana) é irrelevante para o consumidor final – até porque o valor do “preço premium” para essa fonte no PROINFA é abaixo do que foi negociado no leilão para 2008 (Anexo 5 e 7), puxando para baixo o custo médio do PROINFA nos cenários 2, 2A e 2B, ou seja, essa fonte a princípio não precisa do estabelecimento de um preço fixo para participar do mercado e pode perfeitamente a partir de 2009 fazer parte do leilão de energia. A não ser que as barreiras desse setor (institucionais e operacionais) sejam tantas que somente com um preço extremamente atrativo (acima dos praticados no leilão de energia convencional) essa fonte passe a ter um crescimento significativo⁷¹
- Eólica, obviamente, é a fonte mais impactante, representando inclusive mais da metade do impacto ao consumidor final. PCH também não fica muito atrás, tem um impacto significativo pelo menos até que os preços negociados no leilão permitam a sua entrada no mercado competitivo. Como o pior caso (cenários 3B e 4B) pode ser considerado uma situação irreal, já que a tarifa de energia elétrica tende a ser reajustada, podemos supor que o incentivo a essas fontes não trará um impacto maior do que 5% para o consumidor final em 2027 – tendo o caso do PROINFA somente com eólica (cenários 4, 4A, 4B) apresentado números mais reduzidos e mostrando, portanto,

⁷¹ Conforme comentado anteriormente o setor de biomassa de cana de açúcar é acostumado com os altos lucros do álcool e do açúcar e geração de energia elétrica não é uma área para eles atrativa. Se as barreiras forem significativas, a definição de um “preço premium” mais elevado poderia inicialmente criar um novo agente no mercado, que operasse com energia elétrica a partir do bagaço. Como a fonte é competitiva, o alto valor do “preço premium” estimularia a criação desse mercado, que quando já estivesse plenamente formado poderia operar com os preços de mercado

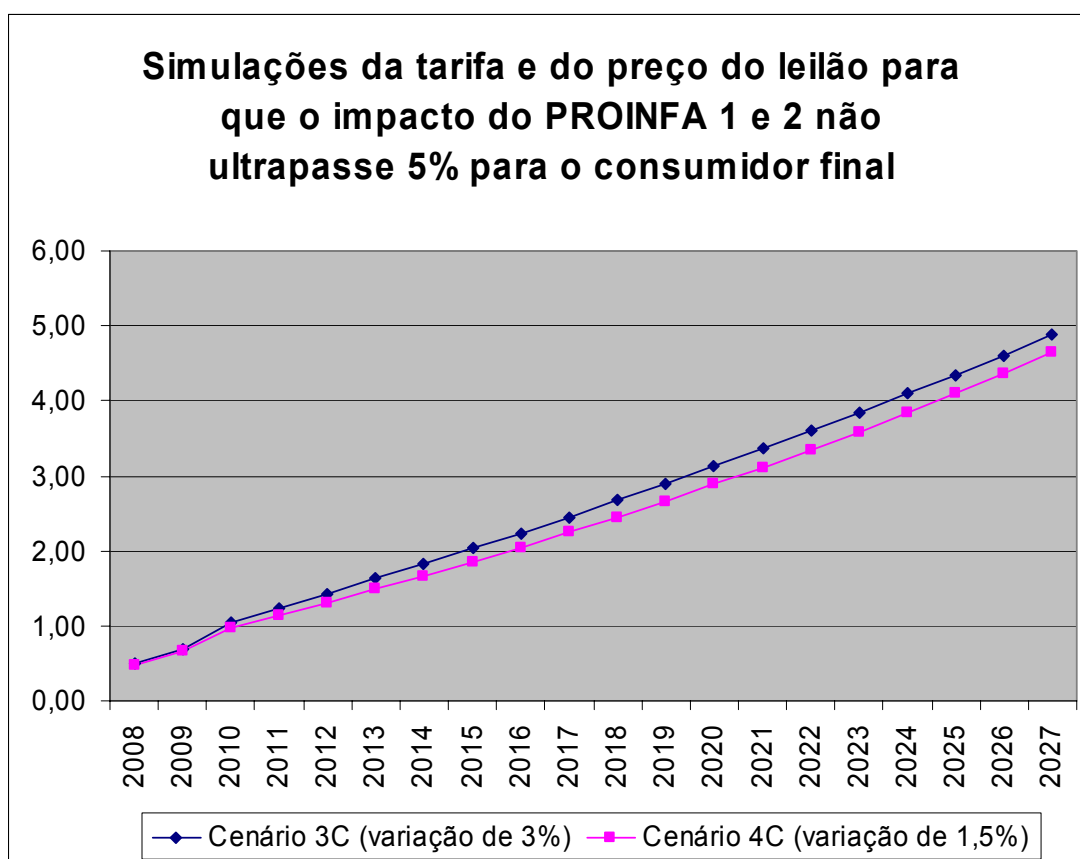
ser viável um PROINFA 2 para energia eólica sem maiores receios de impacto para o consumidor final.

De forma a abalizar essa suposição, uma questão que surge é verificar qual seria o percentual de reajuste que deveria ocorrer na tarifa média de energia elétrica e nos valores a serem negociados no leilão a partir de 2011 para que o impacto ao consumidor final ficasse mais ou menos na faixa de 5% acumulados em 2027 (considerado pelo governo como um fator limite para o apoio às E-FERs). Dessa forma foram construídos mais dois Cenários - 3C (PCH e eólica) e 4C (somente eólica), que nas simulações apresentaram os seguintes resultados, conforme pode ser visto na Tabela 23: para o cenário 3C um reajuste mínimo de 3,0% no valor da tarifa de energia elétrica e no preço negociado no leilão (ou seja se o reajuste anual for inferior a 3% o impacto ao consumidor final ultrapassa os 5% em 2027) e para o cenário 4C um reajuste de 1,5%, apresentando, respectivamente, um impacto de 4,88% e 4,65% em 2027, conforme pode ser visto na Figura 49.

Tabela 23 – Hipótese do percentual de reajuste da tarifa e do preço do leilão considerando impacto ao consumidor de no máximo 5%

Cenário 3C (PCH e eólica no PROINFA 2)	“Preço premium” – correção de 5% a.a	Tarifa – correção de 3% a.a.	Valor negociado no leilão: a partir de 2011 – correção de 3% a.a.
Cenário 4 C (somente eólica no PROINFA 2)	“Preço premium” – correção de 5% a.a	Tarifa – correção de 1,5% a.a.	Valor negociado no leilão: a partir de 2011 – correção de 1,5% a.a.

Figura 49



Logo, podemos dizer que se a tarifa de energia elétrica e o preço no leilão reajustarem a uma taxa de 3% e o valor do “preço premium” a 5% (cenário 3C) a definição e implantação do PROINFA 2 para PCH e eólica não impactará a tarifa acima de 5%. O mesmo podemos dizer para o cenário 4C, cuja taxa de reajuste ficou em somente 1,5% para a expansão do PROINFA 2 somente com energia eólica, sendo este, o caso mais conservador.

Podemos ainda fazer o inverso e verificarmos qual deveria ser o percentual de reajuste do custo médio do PROINFA (preço premium) se a tarifa e o preço no leilão forem constantes a partir de 2008, para que o peso do PROINFA não ultrapasse 5% acumulados em 2027. Nesse caso a análise em questão é feita em cima do pior caso (cenários 3B e 4B), que considera constantes ao longo do período a tarifa de energia elétrica e o preço do leilão. E simula o reajuste do “preço premium”, apresentando como resultados, conforme Tabela 24: 1,8% para o cenário 3D e 3,6% para o cenário 4D. Ou seja, nas condições atuais do valor da tarifa de energia

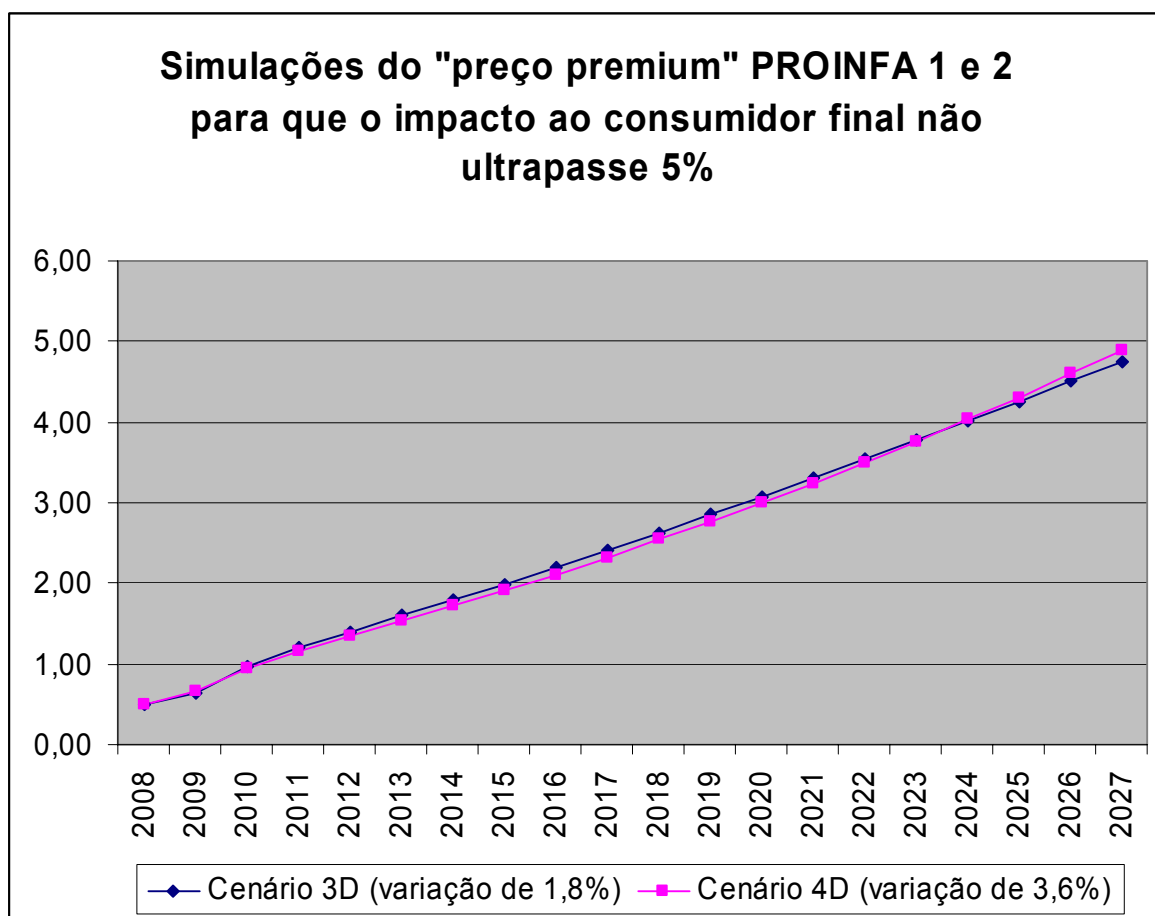
elétrica e dos preços negociados no leilão, a implementação do PROINFA 2 com PCH e eólica poderia reajustar o “preço premium” até um limite de 1,8% e para o PROINFA 2 somente com energia eólica, esse percentual de reajuste sobe para 3,6%.

É importante ressaltar mais uma vez que a quantidade de geração de E-FER é um fator relevante no impacto ao consumidor final e nos cenários 3C e 3D (PCH e eólica), a quantidade de E-FER considerada é maior que para os cenários 4C e 4D (eólica) e por isso ocorre essa diferença entre os cenários analisados. Obviamente o impacto de um PROINFA 2 somente com energia eólica é menos impactante, para uma geração de apenas 25,9 TWh comparado à 69,4 TWh para o caso do PROINFA 2 com PCH e eólica (ver anexo 9).

**Tabela 24 – Hipótese do percentual de reajuste do “preço premium”
considerando impacto ao consumidor final de no máximo 5%**

Cenário 3D (PCH e eólica no PROINFA 2)	“Preço premium” – correção de 1,8% a.a	Tarifa – constante	Valor negociado no leilão: a partir de 2011 – constante
Cenário 4D (somente eólica no PROINFA 2)	“Preço premium” – correção de 3,6% a.a	Tarifa – constante	Valor negociado no leilão: a partir de 2011 – constante

Figura 50



Dessa forma, podemos concluir pelos resultados dos cenários que o impacto do PROINFA na tarifa de energia elétrica não é tão temerário e que não deveria restringir a política para promoção de E-FER no País. Obviamente maior atenção deve ser dada a energia eólica, cujos custos ainda estão bem acima do valor da eletricidade convencional, sendo necessário que essa fonte tenha ganhos de escala suficiente para redução de seus custos e futura competição no mercado.

5.4.3 A POSSIBILIDADE DE USO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO PARA REDUZIR O IMPACTO DO PROINFA NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é um mecanismo de flexibilização que surgiu na terceira Conferência das Partes (COP 3) da Convenção Quadro das nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), quando da adoção do Protocolo de Quioto. O Protocolo determina limites de emissão de gases de efeito estufa para os países do Anexo I (cerca de 95% de suas emissões de 1990) a serem respeitados no período de 2008 a 2012. Para que os países industrializados possam atingir essas metas foram criados três mecanismos de flexibilização: o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

O MDL é o único dos três mecanismos que permite a participação dos países em desenvolvimento. A realização de projetos de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) nos países em desenvolvimento (países “hospedeiros”) gera créditos oriundos do abatimento de emissões (RCEs – Reduções Certificadas de Emissões) que podem ser adquiridos por investidores de países desenvolvidos (países “investidores”) e serem computadas para ajudar a respeitar seus limites de emissões. A vantagem do MDL para os países “investidores” reside na possibilidade de complementar seu esforço de mitigação a um custo inferior àquele obtido mediante o abatimento doméstico e ao custo de não cumprir sua meta no devido prazo. No caso do país “hospedeiro” o benefício obtido é a realização de um projeto que contribua para seu desenvolvimento sustentável e a obtenção de uma nova fonte de receita de divisas.

Conforme estabelecido pelo Protocolo de Quioto (COP 3) e pelos Acordos de Marraqueche (COP 7), todo projeto MDL tem que ser adicional. Isto significa que o projeto não pode ser parte do cenário “Business as Usual”, que é o cenário esperado do setor considerando as práticas usuais e as opções economicamente viáveis – o projeto MDL deve portanto, se constituir em um esforço a mais.

No caso do PROINFA a adicionalidade ficaria estabelecida a partir do momento em que a utilização dessas fontes representam um custo a mais para o governo e para

os consumidores finais de energia, ou seja existe uma barreira financeira que justifica a adicionalidade, uma vez que existe a opção de outras fontes mais baratas. Além disso, o decreto 5.025 de março/2004, no parágrafo único, Art. 5º. estabelece que o PROINFA visa a redução de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Quioto e na alínea c do Art 16º que a conta PROINFA, a ser administrada pela Eletrobrás, será composta pelos eventuais benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo de forma a reduzir o impacto do PROINFA ao consumidor final.

No entanto de acordo com as regras do MDL, ainda não estava claro a adicionalidade de programas como o PROINFA. A luz no fim do túnel parece ter vindo durante a COP 11, em Montreal (dezembro 2005), onde foi discutido e aprovado a inclusão de programas no escopo do MDL. A decisão estabelece que: *“uma política local/regional/nacional não pode ser considerada como um projeto de MDL, mas a atividade de projeto no âmbito de um programa pode ser registrado como um projeto MDL contanto que atenda ao requisitos necessários para seu enquadramento no MDL. Em outras palavras, a adoção de uma política não pode ser submetida como um projeto MDL, mas as atividades que constituem a implantação daquela política podem ser submetidos como uma atividade de projeto MDL na forma de um programa (...) um programa de atividades MDL é aquele em que as reduções de emissões são alcançadas por múltiplas atividades executadas ao longo de um período como resultado de medidas governamentais (...) a determinação da linha de base não precisa levar em consideração essas políticas que induzem a um a maior uso de tecnologias menos intensiva em carbono (...) A inclusão de programas no escopo do MDL proporciona um incentivo direto para que países em desenvolvimento adotem e implementem políticas de redução de emissões”*. Vale ressaltar, que essa decisão ainda não foi regulamentada pelo Conselho Executivo do MDL e está atualmente em fase de discussão sobre quais serão os procedimentos para elaboração do Documento de Concepção do Projeto e enquadramento desses projetos.

As atividades sob o PROINFA, portanto, são consideradas adicionais, e quando as regras estiverem definidas poderá ser enquadrado no MDL. Para calcular o potencial de redução de emissões o Painel Metodológico do MDL já estabeleceu uma metodologia para projetos de geração de energia renovável conectados a rede de distribuição – tanto para pequena escala, como para grande escala: a metodologia consolidada ACM 0002 (também definida a partir de 28 de julho de 2006 para ser

usada em projetos de pequena escala, conforme indicação dos Procedimentos para Projetos de Pequena Escala I.D, versão 9)

De acordo com essa metodologia, para se estimar o fator de emissão da linha de base, se utiliza o cálculo da Margem Combinada (MC), que consiste na média ponderada da Margem Operacional (MO) com a Margem Construtiva (Mconst.)⁷². O fator de emissão da margem operacional pode ser calculado utilizando uma das seguintes abordagens:

- a) Margem Operacional Simples – Não inclui no cálculo da linha de base as fontes de energia renovável (hidro, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar) e só deve ser utilizada quando estas fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório se constituem em menos de 50% da geração total da rede (não podendo, portanto, ser aplicada no caso do Brasil).
- b) Margem Operacional Simples ajustada – É uma variação da anterior sendo que as fontes de energias são separadas em de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (low-cost/must run) e outras. Neste caso, há que se determinar o número de horas por ano em que as fontes low cost/must run estão na margem.
- c) Margem Operacional obtida a partir dos dados do despacho – É a metodologia mais rigorosa, que deve ser escolhida quando o órgão nacional responsável pelo despacho do sistema elétrico disponibiliza os dados sobre a operação das usinas, hora a hora, ao longo de todo o ano.
- d) Margem Operacional Média – É calculada como a média da taxa de emissão de todas as usinas, incluindo a geração a partir de fontes renováveis.

De acordo com o item (b) da metodologia e com os dados disponibilizados pelo ONS (Operador Nacional de Sistemas) o teor de emissão da rede de distribuição para o N-NE e S-SE-CO, e que serão adotados nos cálculos, são respectivamente: 118,4 t CO₂/GWh e 263,4 t CO₂/GWh (utilizando dados de 2002, 2003 e 2004). Esses cálculos foram realizados antes de ser especificado o uso da ACM 0002 nos procedimentos para projetos de pequena escala. Esse fato uniformiza os valores do

⁷² O fator de emissão da Margem Construtiva é calculado a partir das cinco últimas usinas construídas, ou das últimas novas usinas adicionadas ao sistema que compreendam pelo menos 20% da geração atual. Deve-se escolher, entre os dois, pelo método que resultar no maior número de usinas.

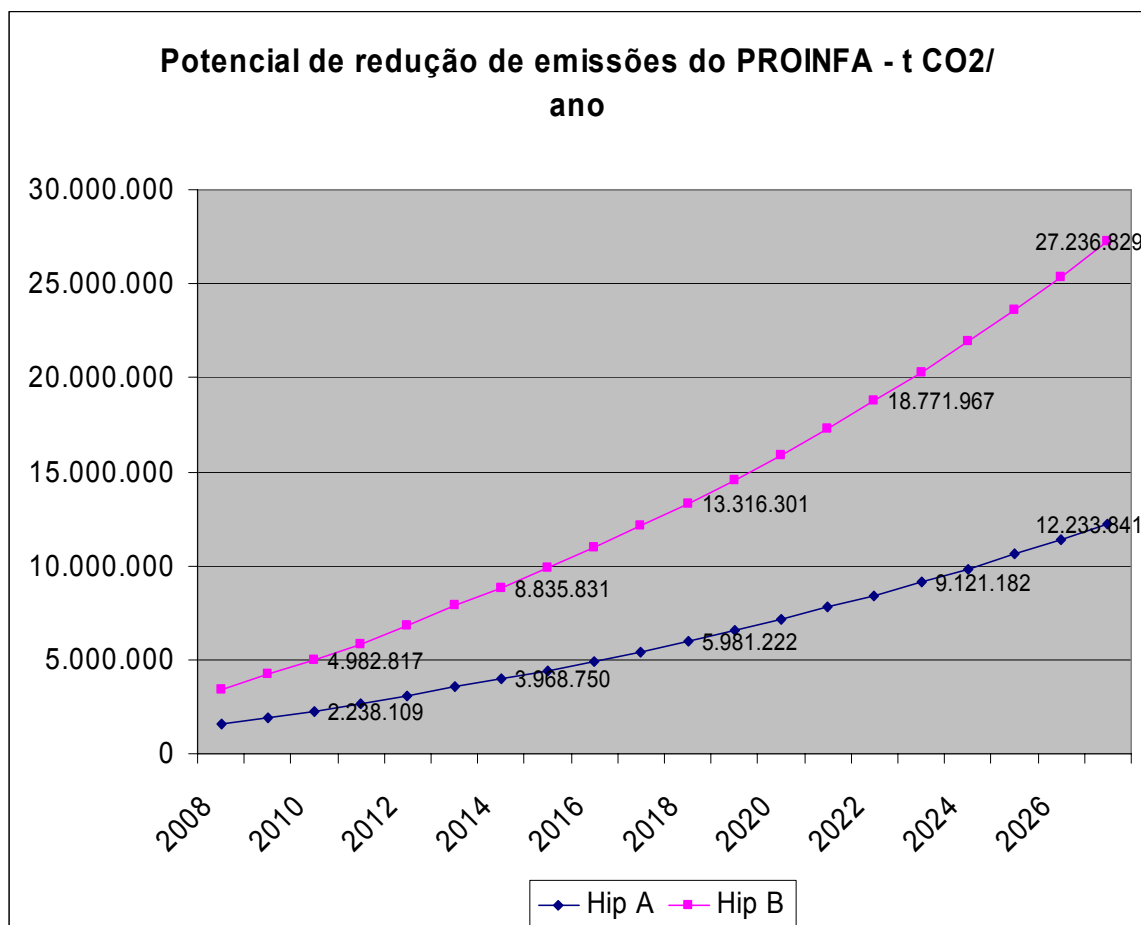
teor de emissão para projetos de pequena e grande escala (antes disso o cálculo do fator de emissão da linha de base para projetos de pequena escala não levava em consideração fontes renováveis de energia e portanto o fator de emissão era maior).

Em função disso, agentes que atuam no mercado de crédito de carbono estão reivindicando melhores condições para projetos de pequena escala para que eles possam ser viabilizados. Sendo assim, é possível que no futuro haja uma mudança na metodologia, permitindo o uso de um peso maior da margem construtiva⁷³ para projetos de pequena escala, o que aumentaria o fator de emissão da linha de base para esses projetos. De qualquer forma, atualmente estes valores estão sendo revisados, por solicitação do governo brasileiro, e os fatores de emissão serão divididos por três subsistemas: CO, S-SE e N-NE, devido a comprovação de restrições na transmissão entre o Centro-Oeste e o Sul-Sudeste.

Com base nesses valores, e extrapolando seu uso até 2027 (o que nos dá valores conservadores) o potencial estimado de redução de emissões do PROINFA ficará na faixa de 12 a 27,2 t CO₂ em 2027, conforme pode ser visualizado na Figura 50. Vale ressaltar que com a atual tendência de maior participação de termoeletricidade na matriz o potencial de redução de emissões do PROINFA tende a aumentar no futuro.

⁷³ Atualmente o peso da Margem Construtiva é de 50%. Com uma participação maior da margem construtiva no cálculo para pequena escala o teor de emissão tende a aumentar uma vez que existe um aumento na percentagem de termoeletricidade na matriz de energia elétrica e esse fato tende a aumentar o fator de emissão da rede de distribuição

Figura 51



Se considerarmos o preço de venda da t CO₂ (RCEs) em torno de 11 €, ou seja 30 Reais podemos estipular uma receita anual, conforme Tabela 24 abaixo. Podemos ver que o potencial de economia no custo adicional do PROINFA em R\$/MWh (item (e) nas planilhas do anexo 9) fica na faixa de 3,6 a 8 R\$/MWh, ou seja projetos localizados no N-NE teria o custo reduzidos em 3,6 R\$/MWh e projetos localizados no S-SE-CO em 8 R\$/MWh.

Existe também um outro fato preponderante: a tendência futura é o preço das RCEs aumentarem a medida em que se aproximam as negociações para o primeiro período de compromisso (2008-2012). Também a partir de 2012 (apesar de ainda não estar claro como o mercado ocorrerá a partir de então) existem previsões do aumento de preço das RCEs, uma vez que o crédito de carbono é uma commodity e as previsões acerca dos impactos das mudanças do clima sobre o Planeta induzem

a adoção de maiores metas de redução de emissões a nível global – e com a possibilidade de venda da RCEs a preços maiores, o potencial de economia para o PROINFA com a venda das RCEs tende a aumentar no futuro.

Tabela 25 – Potencial de Economia no custo adicional do PROINFA

	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2027
t CO2/ano	10 ³	10 ³	10 ³	10 ³	10 ³	10 ³	10 ³
Hip A	1.539	1.887	2.238	2.623	4.427	7.147	12.233
Hip B	3.427	4.202	4.982	5.840	9.857	15.913	27.236
Receita anual em Reais	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)
Hip A	46,18	56,63	67,14	78,69	132,83	214,43	367,01
Hip B	102,81	126,08	149,48	175,20	295,72	477,41	817,10
Geração PROINFA 1 e 2 (GWh)	13.002	15.943	18.903	22.156	37.396	60.371	103.326
Potencial de economia no custo adicional do PROINFA	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh	3,60 a 8,00 R\$/MWh

Logo, o enquadramento dos projetos do PROINFA no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, além de se configurar numa oportunidade para o País no que diz respeito a redução de emissões de gases de efeito estufa, ainda permite uma redução dos custos de desenvolvimento de E-FER para o consumidor final.

5.5 PERSPECTIVAS PARA O CASO BRASILEIRO A LUZ DOS ESTUDOS DE CASOS DO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA

Conforme vimos pela análise dos custos do PROINFA, a energia proveniente da biomassa de cana de Açúcar poderá sem problema algum participar, a partir de 2009, do leilão de energia, pois o preço praticado no leilão para termoeletricidade é atrativo para esta fonte⁷⁴. Sendo assim, caso o PROINFA 2 venha a ocorrer (com o estabelecimento de um “preço premium”), possivelmente os custos do PROINFA tenderão a se aproximar mais dos cenários que consideram o PROINFA 2 com PCH e eólica, com uma geração de 69,4 TWh; e somente com eólica com uma geração de 25,9 TWh⁷⁵.

Nesses dois casos, a análise nos mostra que se as variáveis adotadas mantiverem mais ou menos as mesmas relações analisadas para os cenários 3 e 3A e 4 e 4A, a promoção do PROINFA não trará maiores encargos ao consumidor final. Os casos extremos – 3B e 4B servem apenas para demonstrar o limite máximo que o PROINFA poderia ter para o consumidor final com um reajuste do “preço premium” de 5% a.a., pois é difícil imaginar uma situação onde não haverá um reajuste da tarifa de energia elétrica, que inclusive também é balizada pelo IGP-M, segundo dados do Portal Brasil – e se assim for a tarifa de energia elétrica e o “preço premium” tendem a variar de forma semelhante.

Mesmo no caso em que a tarifa e o preço do leilão variam a uma taxa menor que o “preço premium” (5%), observamos que para o caso do PROINFA 2 com PCH e eólica (Cenário 3C), o limite mínimo para manter o peso do PROINFA abaixo dos 5% para o consumidor final seria de 3% - uma taxa bem razoável. Para o caso do PROINFA 2 somente com eólica (Cenário 4C), o limite mínimo seria de apenas 1,5% - mostrando portanto, ser viável o incentivo às fontes de energia renovável no Brasil.

⁷⁴ A não ser que mesmo com preços atrativos no leilão de energia convencional, essa fonte apresente uma participação pequena, abaixo de seu potencial. Caso isto ocorra, maiores análises devem ser feitas do setor e se for o caso a definição de um “preço premium” acima do valor do leilão de energia convencional deve ser estipulado para a criação de um mercado.

⁷⁵ Não foi considerado aqui o biogás, que apesar de não ter havido nenhum projeto no PROINFA 1 é uma fonte possível e viável, caso o valor do “preço premium” para essa fonte se aproxime do valor oferecido para energia eólica. Além disso, em função de projetos de MDL em aterros sanitários para redução do metano (gás de efeito estufa), essa fonte pode ter um papel relevante em poucos anos, se for estabelecido uma política adequada.

No caso inverso, onde foi analisado qual seria o aumento do custo médio do PROINFA (preço premium), considerando a tarifa e o preço do leilão constantes, para que o impacto ao consumidor não venha a ultrapassar 5% a.a., verificamos que para o cenário 3D um aumento de até 1,8% a.a. seria aceitável e para o cenário 4D um aumento de 3,6%.

Fazendo ainda uma comparação com os estudos de caso, vemos que o custo de promoção de E-FER no Brasil são bem razoáveis, variando de 1,73 € a 2,42 €, quando analisamos os dados em relação aos cenários 2, 3 e 4 – que são os cenários cujas variáveis são constantes apresentando um comportamento semelhante ao caso em que considerássemos 10% de E-FER em 2008⁷⁶.

Embora, os custos para os estudos de casos tenham sido analisados para o ano de 2004 (onde os dados para o cálculo são dados existentes e não estimados), e os custos do PROINFA para o ano de 2008 (onde são considerados fatores de correção das variáveis dos cenários até 2008), podemos fazer uma comparação hipotética, onde a participação de E-FER no consumo final seja semelhante (10% no Brasil em 2008, 10% na Alemanha em 2005, 9% na Holanda em 2010 e 10% no Reino Unido em 2010) – de todos esses dados, somente o da Alemanha são valores verificados – tanto para o Reino Unido como para a Holanda, o cálculo considera os mesmos custos das variáveis de 2004, aplicados para uma quantidade de E-FER correspondente a meta da UE para 2010 (ver anexo 2).

⁷⁶ Mesmo se considerássemos 10% de E-FER em 2006, e fizéssemos os cálculos considerando o valor do “preço premium” de Jul/2006, preço do leilão e todas as demais variáveis com os valores existentes de 2006 e aplicássemos a metodologia, o custo adicional do PROINFA seria de R\$ 4,10/MWh, valor inferior portanto, ao dos cenários 2, 3 e 4 considerados na tabela 26

Tabela 26 – Comparação dos custos entre o Brasil, Alemanha, Reino Unido e Holanda

	Alemanha			Holanda		Reino Unido	
	2004 (9%)	2005 (10,2%)	Meta 2010 (12,5%)	2004	Meta 2010 (9%)	2004	Meta 2010 (10%)
Geração de E-FER	57,5	43	75,8	5,7	9,0	19,3	39,5
Peso do sistema de promoção/MWh	5,04 €	5,60 €	6,63 €	1,54 €	2,43 €	2,21 €	4,52 €
Tarifa sem imposto	135,00 €			120,00€		95,00 €	
(%) na tarifa	3,73 %	3,30%	4,91%	1,28%	2,03%	2,33%	4,76%
Brasil – Cenários - 2008	Cenário 2 (PCH, eólica e biomassa) (10%)		Cenário 3 (PCH e eólica) (6,9%)		Cenário 4 (eólica) (2,6%)		
Geração de E-FER (TWh)	103		69		25,9		
Peso do sistema de promoção/MWh	5,91R\$ ou 2,18 €		6,55 R\$ ou 2,42 €		4,69 R\$ ou 1,73 €		
Tarifa sem impostos	273,96 ou 101,46 €		273,96 ou 101,46 €		273,96 ou 101,46 €		
(%) na tarifa	2,16 %		2,39%		1,71%		

De acordo com os valores obtidos, o Brasil, para uma geração de E-FER de 103 TWh no cenário 2, tem um custo para o consumidor final de apenas 2,18 €. O cenário 3, pelo fato de o custo médio (média ponderada do “preço premium”) ser maior, tem um custo de 2,42 € mostrando que o custo de desenvolvimento de fontes de energia renovável ainda é mais barato aqui do que na Europa. Também o impacto para o consumidor final se mostrou relativamente baixo e possivelmente contribui para isso, o alto valor da tarifa de energia elétrica, cujo valor é bem

semelhante ao praticado na Europa – 101, 46 € no Brasil, 95 € no Reino Unido, 120 € na Holanda e 135 € na Alemanha.

De acordo com os resultados obtidos pelos cenários, verificamos que o peso do PROINFA para o consumidor final pode ser bem razoável e que possivelmente não venha a ultrapassar os 5% estipulados pelo governo. Sendo assim, as perspectivas acerca de uma regulamentação do PROINFA 2 são bem promissoras. E caso realmente o governo queira levar adiante essa política de promoção, a energia eólica é a que precisará de maior apoio, pois seus custos ainda estão bem acima dos preços praticados no leilão. Biomassa pode perfeitamente entrar no mercado competitivo (exceto a biomassa proveniente de biogás de aterro sanitário, que talvez venha a precisar de maiores incentivos ⁷⁷) Quanto a PCH, o “preço premium” estipulado no PROINFA 1 já se aproxima bastante do valor negociado no leilão e, portanto, podemos prever que brevemente poderá também atingir a competitividade. Assim, depois de verificado o real potencial de custo/benefício dessas fontes, algumas premissas devem ser contempladas a luz da análise da experiência internacional para o desenho da 2ª fase do PROINFA, inclusive levando-se em consideração o melhor tipo de instrumento a ser utilizado:

- A garantia do investimento no longo prazo é um fator primordial para que os investidores tenham segurança e para que a política tenha um efeito positivo. Por isso o Reino Unido estará revisando o Renewables Obligation em 2005/06 e a Holanda introduziu em 2002 o MAP Feed-in.
- É preciso observar atentamente os resultados obtidos no Sistema de Leilão (Tender System) no Reino Unido, uma vez que este instrumento não se mostrou capaz de apoiar E-FER, apresentando um déficit entre os projetos contratados e os que efetivamente entraram em operação. No estudo de caso do Reino Unido, esse fato se deveu principalmente à redução excessiva do preço da eletricidade de E-FER ofertada, com o objetivo de ganhar o leilão, e esperando que novos

⁷⁷ Alguns agentes do mercado comentam que o valor do preço premium para o biogás de aterro sanitário não remunera o investimento. Atualmente o valor ideal ficaria em torno de R\$ 230,00/MWh, ou seja semelhante ao valor pago para a energia eólica

desenvolvimentos tecnológicos da fonte de energia renovável reduzissem o custo de geração, viabilizando assim, o empreendimento.

- Uma política clara, coerente e de longo prazo é necessária para que não haja inseguranças no mercado, como no caso da Holanda cujos instrumentos complexos, e os muitos “phase in – out” dos instrumentos adotados, dificultaram os investimentos na construção de nova capacidade de energia renovável.
- A política para promoção das energia renovável deve preferencialmente possibilitar o apoio às diversas tecnologias de E-FER e não somente àquelas mais competitivas permitindo assim que tecnologias menos competitivas tenham seu desenvolvimento econômico/tecnológico garantido⁷⁸. Uma forma de se viabilizar isso seria a concepção de uma política que englobasse uma “cesta” de tecnologias, envolvendo tecnologias mais baratas e mais caras de forma a ter um custo médio razoável para o consumidor.

Também é preciso observar que alguns instrumentos (associados a uma política efetiva) têm se mostrado mais eficiente do que outros. Por exemplo, conforme visto nos estudos de caso o “Feed-in” na Alemanha apresentou o melhor resultado, tendo uma maior relação custo-efetividade, com um impacto razoável na tarifa do consumidor final.

O Sistema de Quotas (Quota System) com certificados verdes mostra ser interessante, mas é um instrumento ainda novo para se avaliar a sua efetividade e conforme visto é crucialmente importante que se estabeleçam mecanismos que garantam o investimento no longo prazo. No momento os custos administrativos e operacionais ainda são muito altos, mas quando melhor experiência for adquirida, esses custos podem baixar.

⁷⁸ O uso da energia solar térmica já apresenta no Brasil possibilidades econômicas viáveis. No entanto a energia solar fotovoltaica só é viável na eletrificação de comunidades isoladas, onde a extensão da rede de energia elétrica é extremamente cara.

Também, esse instrumento poderia ser de grande valia se considerado em âmbito internacional, pois países que tivessem que atender metas na geração de energia limpa e cujos custos de geração fossem mais altos poderiam comprar certificados verdes de energia produzida em países em desenvolvimento. Dessa forma seria possível a criação de um comércio de certificados verdes e um aquecimento econômico na indústria de energia renovável a nível global.

O modelo de quotas voluntário como no “Green Label System” e “Green Certificate System” na Holanda apresentam um resultado abaixo do esperado e não existem perspectivas para essa forma de mercado no Brasil – as empresas, a princípio não têm nenhum interesse. Da mesma forma um instrumento semelhante a Ecotaxa também não atenderia ao caso brasileiro uma vez que a principal preocupação do novo modelo do setor elétrico é baixar as tarifas de energia elétrica e expandir o sistema, na sua maioria com hidroeletricidade – e sendo assim uma taxa sobre o uso da eletricidade proveniente de combustíveis fósseis, além de aumentar os custos para o consumidor, não faz sentido num País, que em sua maioria, utiliza fonte hídrica.

Logo, o “Feed-in System” seria o melhor instrumento de política a ser adotado na 2ª. Fase do PROINFA, o que realmente garantiria um aumento da participação de E-FER na geração de energia elétrica. Esse instrumento possui flexibilidade para acompanhar as mudanças tecnológicas e permite o ajuste das tarifas ao longo do desenvolvimento da tecnologia. Além disso, a definição de um teto em MW poderia ser estabelecido em função do impacto na tarifa média de geração.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conforme apresentado no decorrer deste trabalho, o Brasil nos últimos anos vem demonstrando um interesse na expansão do uso de fontes de energia renovável na matriz de energia elétrica. O grande marco regulatório veio com o lançamento do PROINFA, inicialmente previsto em duas etapas: PROINFA 1, para o apoio de cerca de 3.300 MW de E-FER e PROINFA 2, que inicialmente previa um acréscimo de 15% do crescimento anual do consumo de energia elétrica de forma a se ter 10% na matriz em 20 anos.

No entanto, algumas barreiras para a promoção de E-FER foram observadas neste estudo, e a principal delas é relacionada a indefinição por que passa hoje o PROINFA 2, demonstrando que no Brasil a promoção de fontes de energia renovável ainda carece de um enfoque no planejamento de longo prazo e marcos regulatórios que não comprometam a continuidade da expansão de E-FER. Esse fato traz grandes inseguranças aos agentes de mercado, principalmente de energia eólica, que receiam aportar grandes volumes de capital e investir em um setor cuja definição futura é incerta – ocasionando dificuldades inclusive para os projetos no âmbito do PROINFA 1, já que existe somente um fabricante de turbinas eólicas no Brasil, e o objetivo inicial do Programa, em atrair novas fábricas de equipamento, não se concretizou, devido exatamente as incertezas do PROINFA 2.

Para PCH, não foram observadas maiores dificuldades para o desenvolvimento dessa fonte no País. É um setor relativamente bem estabelecido, e o atraso ocorrido dentro do PROINFA 1 foi mais relacionado à necessidade de grande quantidade de equipamentos em um curto espaço de tempo e a dificuldade de obtenção de financiamento por causa das garantias exigidas pelo BNDES, o que leva um certo tempo para resolver. Já para biomassa (bagaço de cana), o principal entrave observado no PROINFA 1 foi relacionado ao valor do “preço premium”, considerado baixo pelos empreendedores – e que pôde ser confirmado posteriormente pelo preço das termoeletricidade negociada nos leilões de energia.

No que diz respeito ao instrumento utilizado para promoção de E-FER o PROINFA 1 se assemelha ao Feed-in tariffs, no entanto já foi sinalizado pelo governo, o uso do Sistema de Leilão para o PROINFA 2. Conforme analisado nos estudos de caso, esse sistema (Tender System) adotado no Reino Unido apresentou vários problemas e não se mostrou um instrumento eficaz para promover fontes de energia renovável. Claro que o contexto político em que se deu o desenvolvimento da política de E-FER nesse País, com o pouco interesse em promover essas fontes e durante o período da liberalização do mercado de energia influenciou nos resultados e na condução da política, mas mesmo assim, esse instrumento dentro do contexto europeu é somente utilizado em dois países – Irlanda, que já anunciou a troca do instrumento de promoção para um sistema de “Feed-in” e a França para projetos acima de 12 MW (países que possuem muito pouca efetividade na promoção de E-FER).

Dessa forma, a condução de um possível PROINFA 2 com um Sistema de Leilão não seria o ideal – principalmente para a energia eólica, que é uma fonte que ainda não atingiu a competitividade e a utilização de um sistema de promoção que não ofereça rentabilidade e as devidas garantias e seguranças no longo prazo tende a não deslançar essa fonte⁷⁹.

Ao contrário, a biomassa de bagaço de cana já poderia participar do leilão de energia, uma vez que o preço para a termoeletricidade alcançou valores atrativos para essa fonte – mas mesmo assim, pode ser que seja necessário um incentivo para essa fonte, pois no último leilão somente participaram cerca de 267 MW de biomassa. Esse fato demonstra certa resistência dos empreendedores de biomassa e, portanto talvez seja necessário uma política voltada para o aproveitamento do bagaço de cana na geração de energia elétrica, que não se resume ao pagamento de um valor por MWh (preço premium), mas que ajude a estruturar o setor para atuar nesse mercado.

O “Feed-in” mostrou ser de longe o instrumento mais eficaz: garante a expansão de E-FER a custos razoáveis para o consumidor, garante o desenvolvimento de diferentes tecnologias e a segurança do investimento no médio e longo prazo e permite o ajuste do valor do pagamento (preço premium) ao longo do tempo. A

⁷⁹ Um dos principais fatores de insegurança nesse instrumento, conforme comentado anteriormente é a incerteza na regularidade dos leilões, o que dificulta a criação de uma indústria de componentes e equipamentos, trazendo inseguranças para o mercado.

Alemanha vem apresentando um resultado espantoso no aumento da geração de E-FER e no contexto europeu vem influenciando na formatação de políticas em outros países – no entanto nem todo País que adota o “Feed-in” tem um resultado tão expressivo como a Alemanha (apesar de normalmente ser mais expressivo quando comparado à países que atuam com outros instrumentos de promoção). Dentro do “Feed-in” o nível a ser estabelecido como “preço premium” é crucial, e deve ser bem ajustado para garantir o desenvolvimento de E-FER sem causar distorções de mercado (alta rentabilidade). O caso da Holanda é bem representativo, onde o nível do “preço premium” pago para energia eólica é mais baixo do que é pago para biomassa, que já é um setor razoavelmente desenvolvido no País e por isso a geração de E-FER a partir dessa fonte é a que mais cresce – ou seja, o instrumento adotado, na realidade não apóia tecnologias inovativas nem a organização do setor, mas apenas contribui para a expansão de uma fonte já bem estruturada dentro do País.

O Sistema de Quotas (Quota System) com certificados verdes ainda é um instrumento relativamente novo e no estágio atual mais caro que o “Feed-in”. Atualmente os custos administrativos e operacionais são altos e encarecem muito o sistema de promoção e o instrumento ainda causa insegurança nos agentes, que tem que atuar em dois mercados inter-relacionados: um para a negociação dos certificados verdes e outro para a venda da eletricidade. Além disso, conforme demonstrado pelo estudo de caso no Reino Unido e nas recentes avaliações da UE, esse instrumento é menos custo-efetivo e não vem conseguindo deslançar fontes de energia renovável. Na realidade, observa-se que é necessária a introdução de políticas paralelas ao Sistema de Quotas para apoiar tecnologias que ainda não conseguem operar no nível de mercado. No Brasil esse sistema pode ser interessante no futuro caso haja a possibilidade de transação dos certificados verdes a nível internacional. Mas por enquanto ainda é um instrumento mais complexo e mais caro, e maior experiência deve ainda ser obtida na operacionalidade desse instrumento.

Além disso, quando observamos a tendência histórica de cada instrumento, pelos estudos de caso podemos destacar o seguinte:

- O melhor progresso na expansão de E-FER é alcançado em países que possuem um sistema de política para apoio às E-FERs estável e com poucas barreiras a sua implementação,

como no caso da Alemanha. A continuidade da política, o estabelecimento de marcos regulatórios claros é um fator importante e diminui os custos do sistema de promoção devido ao baixo risco para o empreendedor. Países que possuem várias políticas, “vai e vem” de marcos regulatórios e instrumentos complexos não alcançam muita efetividade na geração de E-FER, como visto na Holanda.

- A maior efetividade para a promoção de tecnologias inovativas, como eólica, biogás de agricultura e fotovoltaica tem sido alcançada em países que adotam o “Feed-in” como principal instrumento de promoção.
- A maior efetividade para a promoção de tecnologias de baixo custo, como gás de aterro⁸⁰, gás de esgoto e biomassa sólida tem sido alcançada em países cujo sistema de promoção não diferencia por tipo de tecnologia, como no Reino Unido e na Holanda durante a Ecotaxa.
- Comparando os custos do sistema de promoção entre o Reino Unido e a Alemanha, verificamos, no caso da energia eólica, que o Sistema de Quotas apresenta uma expectativa de lucro maior sem no entanto alcançar grande efetividade na geração dessa fonte. Esse fato demonstra que existe um alto risco para o investidor nesse mercado apesar da alta lucratividade.
- Por outro lado, o “Feed in” tem se mostrado bastante efetivo para energia eólica, a custos relativamente mais baixos.

Sendo assim, pelos estudos de caso e pela literatura pesquisada o “Feed-in” vem se configurando pouco a pouco como o instrumento mais eficaz para promover fontes de energia renovável. No caso do Brasil, não seria diferente e, portanto um sistema de leilão não seria o mais adequado para a promoção de E-FER – principalmente para energia eólica. No entanto pode-se pensar em utilizar esse instrumento para a

⁸⁰ No Brasil, essa fonte ainda não é de baixo custo. Inclusive alguns agentes de mercado comentam que o “preço premium” para o biogás deveria ser próximo a R\$ 230,00/MWh

promoção da biomassa de bagaço de cana, que apesar de poder entrar no mercado competitivo o setor ainda apresenta algumas resistências para participar do mercado de energia elétrica.

Na realidade, uma política de promoção de E-FER deve conter uma “cesta” de tecnologias, onde o apoio a tecnologias de menor custo contribui para reduzir o custo global do sistema de promoção e ao mesmo tempo aumentar a eficiência na geração de E-FER. O Feed-in seria o instrumento ideal para o apoio diferenciado por tipo de tecnologia, garantindo a segurança do investimento no longo prazo e um custo razoável para o consumidor final. No entanto não faz sentido, no Brasil estabelecer um preço fixo a ser pago para a biomassa de bagaço de cana, quando o valor negociado para termoeletricidade convencional é suficientemente atrativo para o setor. Mas, um sistema de leilão diferenciado, com o oferecimento de algumas garantias visando vencer a resistência do setor poderia ser bem vindo – a não ser que as barreiras do setor não sejam facilmente transponíveis com esse instrumento.

Faz-se necessário, portanto uma análise mais aprofundada para verificar os principais entraves para a geração de eletricidade a partir do bagaço de cana - e se as barreiras forem significativas, talvez então se deva pensar na adoção do “Feed-in com um “preço premium” mais elevado (do que o valor do leilão de eletricidade convencional) para estimular a entrada de um novo agente no mercado apto a operar com a geração de energia elétrica à partir do bagaço. Como a fonte é competitiva, o alto valor do “preço premium” incentivaria a criação desse mercado, que quando já estivesse plenamente formado, poderia operar com os preços de mercado.

Caso a biomassa de bagaço de cana não apresente barreiras significativas, pode-se pensar inicialmente no Brasil na adoção de uma política de promoção com instrumentos mistos, ou seja, que utilize o “Feed-in” para tecnologias mais caras, como energia eólica e PCH (até atingir um nível competitivo) e o sistema de leilão para a biomassa de bagaço de cana, visando atingir em 20 anos, 10% de participação de E-FER no consumo final⁸¹.

⁸¹ Vale ressaltar, que o biogás de aterro sanitário (apesar de não ter sido abordado neste estudo) é uma fonte promissora e possível de ser utilizada no País e caso o governo decida inseri-la no PROINFA 2 o melhor instrumento seria o “Feed-in”. Além disso, biomassa de madeira e casca de arroz também são fontes potenciais que precisam ser melhor analisadas para verificar a capacidade (MW) possível de ser aproveitada e as principais barreiras do setor.

Como vimos na análise de custo elaborada para o PROINFA (item 5.4.2) – cuja metodologia considera somente o custo adicional para determinar o peso do sistema de promoção ao consumidor final, já que a energia gerada a partir de E-FER tende a deslocar eletricidade convencional – os resultados dos cenários, onde foi utilizado o valor estabelecido para o “preço premium” do PROINFA 1, demonstraram que o peso do PROINFA para o consumidor final, sob o esquema de “Feed-in” não é tão temerário e inclusive, dependendo do comportamento das variáveis no futuro pode ficar bem abaixo dos 5%, previstos inicialmente como um fator limite para o apoio às E-FERs no Brasil. Além disso, um outro diferencial para o caso brasileiro é a possibilidade de uso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo nos projetos do PROINFA, permitindo uma redução de custos para o consumidor final com a receita oriunda da venda dos créditos de carbono.

7 BIBLIOGRAFIA

Referenciada:

- [1] VAN DIJK, A.L; BEURSKENS, L.W.M.; BOOTS, M.G.; et. al. *Renewable Energy Policies and Market Developments*. ECN - Netherlands Energy Research Foudation, Report Number: ECN-C—03-029, March 2003
- [2] EUROPEAN COMMISSION. *Energy Policy for the European Union*, European Commission, Brussels, COM (95) 682 final, 1995
- [3] EUROPEAN COMMISSION. *Green Paper: Energy for the Future – Renewable Energy Sources*, European Commission, Brussels, COM (96) 576 final, 1996
- [4] EUROPEAN COMMISSION. *White Paper for a Community Strategy and Action Plan*, European Commission, Brussels, COM (97) 599 final, 1997
- [5] EUROPEAN COMMISSION. *Promotion of Electricity from Renewables Energy Source in the International Electricity Market*, European Commission, Brussels, Directive 2001/77/EC, 2001
- [6] BUSCH, PETER-OLOF. *Die Diffusion von Einspeisevergütungen und Quotenmodellen: Konkurrenz der Modelle in Europa*, pdf-Dokument, <http://www.fu-berlin.de/ffu/-Publikationen/index.htm>, Stand: 11.03.03
- [7] EUROPEAN COMMISSION. *The Support of Electricity from renewable energy sources*, Communication from the Commission, European Commisision, Brussels, COM (2005) 627 final, Dezembro 2005
- [8] HVELPLUND, F. "Political Prices or Political Quantities?" *New Energy*, v. 5, pp18-23, 2001
- [9] SUCK, André. *Renewable Energy Policy in the United Kingdom and in Germany*. Max-Planck-Projektgruppe Recht der Gemeinschaftsgüter, Bonn, 2002
- [10] HERHAUS, V. *Die Wahl energiepolitischer Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien: Eine vergleichende Analyse ihrer Ursachen in*

Grossbritannien, den Niederlanden und der Bundesrepublik deutschland.
Diplomaarbeit, Karlsruhe Universität, Karlsruhe, 2003.

[11] COLLIER, U. "The Environmental Dimensions of Deregulation – An Introduction". *Deregulation in the European Union*. Environmental Perspectives. London and New York, Routledge: 3-22, 1998.

[12] DINICA, V. "Study case United Kingdom". In: *Handbook of Renewable Energies in the European Union*, pp 239-253, Peter Lang, 2002.

[13] DTI, Department of Trade and Industry, *Renewable Energy website*, 2005
<http://www.dti.gov.uk/renewables>

[14] MEYER, N. "European Schemes for Promoting Renewables in Liberalized Markets". *Energy Policy*, v. 31, pp. 665 – 676, Elsevier, 2003

[15] DTI, Department of Trade and Industry. *A fair Deal for Consumers. Modernising the Framework for Utility Regulation*. London, 1998

[16] OFGEM, Office for the gas and Electricity. "The Renewable obligation", *OFGEMs procedures*, 2003, <http://www.ofgem.gov.uk>

[17] OFGEM, Office for the gas and Electricity. The Renewable Obligation, Third Annual Report, February, 2006. <http://www.ofgem.gov.uk>

[18] LINDEN, N.H. van der; UYTERLINDE, M.A; VROLIJK, C. et.al. *Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms*. ECN -Netherlands Energy Research Foundation, Report Number: ECN-C--05-025, 2005

[19] REICHE, D. "Study case Netherland". In: *Handbook of Renewable Energies in the European Union*, pp. 183 -195, Peter Lang, 2002.

[20] DINICA V.; ARENTSEN, M. *Green Electricity in the Netherlands*. EBL/NFR Project. Center for Clean Technology and Environmental Policy (CSTM), University of Twente, Holland, 2002

- [21] ROOIJEN, Sascha N.M van; WEES, Mark T. Van. *Green Electricity Policies in the Netherlands*, CAP SD Energy and Climate Consultants, Amsterdam, The Netherlands. <http://capsd.nl>
- [22] SAMBEEK, E.J.W. van; THUIJL, E. van. *The Dutch Renewable Electricity market in 2003*. ECN - Netherlands Energy Research Foundation, Report Number: ECN-C--03-037, 2003
- [23] ECN, Fact Sheet Netherlands, Renewable Energy Policy.info. <http://www.renewable-energy-policy.info/relec/netherlands/production.html>
- [24] JUNGINGER, M.; FAAIJ, A. IEA Bioenergy Task 40 – Country report for the Netherlands. Task 40: Sustainable International Bio-Energy trade, Utrecht University, Department of Science technology and Society. Report NWS-E-2005-48, July 2005
- [25] CBS, Statistics Netherlands Office. <http://www.cbs.nl>
- [26] MINISTRY OF ECONOMIC AFFAIRS, Netherlands. *Energy Report: Investing in Energy Choices for the Future*, 26 February 2002.
- [27] EEG, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG), Berlin, 2002
- [28] ACT on granting priority to renewable energy sources, 1 August 2004, Berlin, 2004
- [29] BMU, *Renewable Energy Sources in Figures: National and International Development*, BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Environmental Policy – Berlin, 2005.
- [30] BMU, *Report by the Federal Republic of Germany on achievement of the indicative target for electricity consumption from renewable energy sources by 2010*, BMU-Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, October 2005.
- [31] DIW, *Wochenbericht No. 7/2005*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin, 2005.

- [32] RENZ, T. *Vom Monopol zum Wettbewerb: Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft*. Leske + Budrich. Opladen, 2001
- [33] EUROSTAT, European Commission. *Environment and Energy Statistics*, 2005
<http://www.eu.int/comm/eurostat>
- [34] RAGWITZ, Mario; RESCH, Gustav; FABER, Thomas; HUBER, Claus. *Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States*, Fraunhofer – Institute Systems and Innovation Research, 2005
- [35] BMU, *What Electricity from renewable Energy Cost*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, February, 2006
- [36] EUROPEAN COMMISSION, *Quarterly Review of European Electricity and Gas Prices*. Issue 4: July 2005, DG Energy and Transport, 2005
- [37] DTI, *Gas and Electricity Price Projections*, Oxford Economics Researches Associates – OXERA, DTI- Department of Trade and Industry, September 2004
- [38] EUROSTAT, News Release. *Electricity Prices in the EU25 in January 2006*, STAT/06/93, 14 July 2006
- [39] BMU, Trends in Renewable Energies in 2005 - Current situation and prospect. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, March, 2006
- [40] KJAER, Christian. "Policy Support Mechanisms", *Renewable Energy World*, pp. 48-59, March-April 2004.
- [41] SAWIN, J.; FLAVIN, C. *Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of renewable Energy Technologies Around the World*. Thematic Background Paper, International Conference for Renewable Energies -Renewables 2004, January, 2004
- [42] LA ROVERE, E; GOLDEMBERG, J; COELHO, S; SIMÕES, A. *Renewable Energy technologies to Improve Energy Access in Brazil*. Brazilian report to GNEED – Global Network on Energy for Sustainable Development, 2003

- [43] MME, Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional – BEN*, Brasília, 2004
- [44] MME, Ministério de Minas e Energia. *Plano Decenal de expansão do Setor Elétrico 2006-2015*, Março 2006.
- [45] ROSA, L.P; TOLMASQUIM, M.T; PIRES, J.C.L. *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE/UFRJ, 1998.
- [46] TOLMASQUIM, M.T; OLIVEIRA, R; CAMPOS, A.F. *As Empresas do Setor Elétrico: Estratégias e Performance*. Rio de Janeiro: CENERGIA: COPPE/UFRJ, 2002
- [47] PRICEWATERHOUSE-COOPERS. *Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Energy & Utilities Group, Julho 2004
- [48] LA ROVERE, E.; SOARES, J.; OLIVEIRA, G.; VIEIRA, T.; *Relatório Parcial da meta 2.3: Análise do PROINFA*. Centro de Economia Energética e Ambiental CENERGIA/COPPE/UFRJ, Julho 2005
- [48a] TOLMASQUIM, Maurício Tiomno (org). *Fontes Renováveis de Energia no Brasil* Rio de Janeiro: CENERGIA/COPPE/UFRJ, 2003.
- [48b] CEPEL, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Arquivo pesquisado na internet em 2005 disponível no site http://cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm
- [48c] CBEE - Centro Brasileiro de Energia, Eólica, “Energia Eólica – Custos da Energia Eólica” arquivo pesquisado na internet em 2005, disponível no site http://www.eolica.com.br/index_por.html.

Não Referenciada

- [49] LEI 10.438/2002 de 26 de Abril de 2002
- [50] LEI 10.762/2003 de 11 de Novembro de 2003

[51] DECRETO 5.025 de 30 de Março de 2004

[51a] PORTARIA Nº. 45 de 30 de março de 2004

[51b] ELETROBRÁS, PROINFA. <http://www.elektrobras.com.br>, 2005

[52] IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Censo Demográfico 2000, <http://www.ibge.gov.br>

[53] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Resultados dos Leilões de Energia. <http://www.ccee.org.br>

[54] BWEA, British Wind Energy Association; 2003. Press Release <http://www.bwea.com>

[55] BWEA, British Wind Energy Association; 2003. Financing Wind Beyond 2010 – Possible Solution. <http://www.bwea.com>

[56] ARKEI, W.G. van; BRUIJN, A.J.; KETS, A.; 2003. *Dutch Energy Policies from a European Perspective*. ECN - Netherlands Energy Research Foudation, Report Number: ECN-P--04-001, 2004.

[57] GROTZ, C. "Study Case Germany". In: Reiche, Danyel, *Handbook of Renewable Energies in the European Union*, Foreword by Hermann Scheer, pp. 107-119, 2002.

[58] ABRACE. *Os Riscos do Novo Marco*. Clipping ABRACE, 17/03/04. <http://www.abrace.org.br> Escolha: "Sala de Imprensa" – "Clipping" – "busca nos meses anteriores" – "Março 2004"

[59] WORKSHOP held by the Brazil-Germany Chamber of Industry and Commerce, 4 and 5/08/2005. Commissioned by InWEnt – Capacity Building International, Germany

[60] SEROA, R. *Novo Modelo: Capacidade de atrair investimentos só será vista após transição*. Clipping ABRACE, 18/03/04. <http://www.abrace.org.br> Escolha: "Sala de Imprensa" – "Clipping" – "busca nos meses anteriores" – "Março 2004"

- [61] MME – Ministério de Minas e Energia, Modelo Institucional do Setor Elétrico. <http://www.mme.gov.br>
- [62] COSTA, C.; LA ROVERE, E.; *Oportunidade de negócios em segmentos produtivos nacionais*. In: Cadernos NAE no. 4. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, 2004
- [63] COSTA, C.; LA ROVERE, E.; BÜRGER, V.; et al. *TREC Guidance Package: Brazil. Tradable Renewable Energy Certificate and Initiatives Network*. Brazilian Report. Available: <http://www.trekin.org>
- [64] WINROCK International; *Trade Guide on Renewable Energy in Brazil*. <http://www.winrock.org.br>, 2002
- [65] BERICHT über den Stand der Markteinführung und Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG), Berlin, 2002.
- [66] KREWITT, W. and NITSCH, J. “The German Renewable Energy Sources Act – an investment into the future pays off already today”. *Renewable Energy*, v. 28, pp. 533 – 542, Pergamon. Elsevier Science Ltda, 2003
- [67] ROOS C.J. *Renewable Electricity in the EU 25 and Norway*. ECN - Netherlands Energy Research Foundation, Report Number: ECN-C—04-090, September 2004
- [68] CENERGIA, Centro de economia Energética e Ambiental. *Estudos de cadeias energéticas para geração de eletricidade: Cenários de entrada de fontes alternativas na expansão da geração elétrica*. CENERGIA/COPPE/UFRJ, Maio 2006.
- [69] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional*, resultados preliminares ano base 2005.
- [70] SAUER, I. *Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro*, USP/IEE, Universidade de São Paulo, Dezembro 2002

- [71] GUIMARÃES, H. *Electricity from sugarcane bagasse in Brazil: Seizing opportunities to survive*, Master Thesis, KTH Stockholm, Sweden 2002.
- [72] DELGADO, M. *A expansão da Oferta de Energia Elétrica pela Racionalidade do mercado Competitivo e a Promessa da modicidade tarifária*, Tese de DSc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ
- [73] GREANPEACE, *Putting Renewables on Target: a 10% Mandatory Renewable Energy target*, Greanpeace, 2004
- [74] EUROPEAN COMMISSION. *The Share of Renewable Energy in EU: Country Profiles*, European Commission, Brussels, COM (2004) 366 final, 2004
- [75] EREC, European Renewable Energy Council. *Renewable Energy Policy review: The Netherlands*, May, 2004
- [76] MITCHELL, C; BAUKNECHT, D; CONNOR, P.M. *Effectiveness through Risk reduction: A comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-in Systems in Germany*. Centre for Management under Regulation, Warwick Business School, University of Warwick, UK, 2004
- [77] BUTLER, L; NEUHOFF, K. *Comparison of Feed-in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development*, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2004
- [78] TOLMASQUIM, M. *Fontes de Energias Renováveis no Brasil*, Rio de Janeiro, Editora Interciência, CENERGIA/COPPE, 2003
- [79] JUNGINGER, M; AGTERBOSCH, A; FAAIJ, W; TURKENBURG, W., "Renewable Electricity in the Netherlands", *Energy Policy*, v. 32, pp. 1053-1073, 2004
- [80] ROOIJEN, Sascha N.M van; WEES, Mark T. Van. "Green Electricity Policies in the Netherlands: an analysis of policy decisions", *Energy Policy*, v. 34, pp. 60-71, Janeiro 2006
- [81] DINICA V.; ARENTSEN, M. "Green Certificate Trading in the Netherlands in the prospect of the European Electricity Market", *Energy Policy*, v. 31, pp. 609-620, 2003

[82] DAMME, E. Van; ZWART, G. *The Liberalized Dutch Green Electricity Market: Lessons from a Policy Experiment*, CentER for Economic research and Tilburg Law and Economics Center, Tilburg University, 2002

[83] KREWITT, W; NITSCH, J., "The German Renewable Energy Sources Act: an investment into future pays off already today", *Renewable Energy*, v. 28, pp. 533-542, 2003

[84] BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, Programa de apoio Financeiro à investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica. <http://www.bndes.gov.br>, 2005

[85] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Legislação básica do Setor Elétrico, <http://www.aneel.gov.br>, 2005

[86] COSTA, R., PRATES, C. O., *Papel das Fontes Renováveis de Energia no Desenvolvimento do Setor Energético e Barreiras à sua Penetração no Mercado Setor Energético*, <http://www.bndes.gov.br>, 2005

[87] TOLMASQUIM, M. "Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil". Rio de Janeiro, CENERGIA/COPPE, 2004.

[88] DUTRA, R.M., *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*, MSc, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001

[89] FREITAS, M. A. F. *A Biomassa no Brasil :Guia de Investimento em Energias Renováveis no Brasil – Biomassa* ANEEL CENBIO - Centro Nacional de Referência em Biomassa, 1997.

[90] TOLMASQUIM, Maurício Tiomno (coord). *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: CENERGIA/COPPE/UFRJ, 2004.

ANEXO 1: INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOÇÃO DE E-FER UTILIZADOS ATUALMENTE NA EUROPA

Annex 2 – Inventory of current support systems

Table 1: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-15

Country	Main electricity support schemes	Comments
Austria	Feed-in tariffs (now terminated) combined with regional investment incentives.	Feed-in tariffs have been guaranteed for 13 years. The instrument was only effective for new installations with permission until December 2004. The active period of the system has not been extended nor has the instrument been replaced by an alternative one.
Belgium	Quota obligation system / TGC ²⁷ combined with minimum prices for electricity from RES.	The Federal government has set minimum prices for electricity from RES. Flanders and Wallonia have introduced a quota obligation system (based on TGCs) with the obligation on electricity suppliers. In Brussels no support scheme has been implemented yet. Wind offshore is supported at federal level.
Denmark	Premium feed-in tariffs (environmental adder) and tender schemes for wind offshore.	Settlement prices are valid for 10 years. The tariff level is generally rather low compared to the previously high feed-in tariffs.
Finland	Energy tax exemption combined with investment incentives.	Tax refund and investment incentives of up to 40% for wind, and up to 30% for electricity generation from other RES.
France	Feed-in tariffs.	For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV). For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.
Germany	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
Greece	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
Ireland	Tendering scheme. It has been announced that the tendering scheme will be replaced by a feed-in tariff scheme.	Tendering schemes with technology bands and price caps. Also tax incentives for investment in electricity from RES.
Italy	Quota obligation system / TGC. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 th August 2005.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Certificates are only issued for new RES-E capacity during the first eight years of operation.
Luxembourg	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
Netherlands	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investment in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES ended on 1 January 2005.
Portugal	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Investment incentives up to 40%.
Spain	Feed-in tariffs.	Electricity producers can choose between a fixed feed-in tariff or a premium on top of the conventional electricity price, both are available over the entire lifetime of a RES power plant. Soft loans, tax incentives and regional investment incentives are available.
Sweden	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
UK	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Electricity companies which do not comply with the obligation have to pay a buy-out penalty. A tax exemption for electricity generated from RES is available (Levy Exemption Certificates which give exemption from the Climate Change Levy).

ANEXO 2 – CUSTO DO SISTEMA DE PROMOÇÃO E O IMPACTO NA TARIFA DO CONSUMIDOR NO REINO UNIDO, HOLANDA E ALEMANHA

1) Custo do sistema de promoção de E-FER em 2004

Custo do sistema de promoção 2004	Reino Unido	Holanda	Alemanha
Eólica	€ 212.850.000	€ 115.754.000	€ 2.040.720.000
Biomassa	€ 792.110.000	€ 269.712.000	€ 1.050.700.000
Hidro	€ 632.500.000	€ 7.600.000	€ 1.932.000.000
PV	€ 0	€ 3.300.000	€ 334.200.000
Total	€ 1.637.460.000	€ 396.366.000	€ 5.357.620.000
GWh E-FER	14.640	5.741	57.573
Custo médio do sistema de promoção €/MWh	€ 111,85	€ 69,04	€ 93,06

2) Planilha de cálculo

	Alemanha			Holanda		Reino Unido	
	2005 (EEG) Dados BMU* (10,2%)	2004 (9,4%)	2004 considerando a meta da UE (12,5%)	2004 (5,7%)	2004 considerando a meta da UE (9%)	2004 (para a meta de 4,9%, apesar de só ter alcançado 3,7%)	2004 considerando meta UE (10%)
(a) Custo do sistema de promoção	4.097.900.000 €	5.357.620.000 €	5.357.620.000 €	396.366.000 €	625.933.210 €	De acordo com o RO, a “Buy-out price” limita o custo do subsídio ao consumidor final. Em 2004, a meta estipulada foi de 4,9% de E_FER no consumo total de eletricidade, correspondendo a 19.396.797 MWh	
(b) Geração E-FER (MWh)	43.000.000	57.573.000	75.829.500	5.741.000	9.066.240		
(c) = (a/b) Custo Médio do sistema de promoção €/MWh	95,30 €	93,06 €	93,06 €	69,04 €	69,04 €	Embora a meta não tenha sido cumprida, o consumidor paga mesmo assim uma vez que as empresas que não cumprem a meta tem que pagar a multa (Buy out price), que é cobrado depois do consumidor, e foi de 45,20 € / MWh em 2004 (que é o custo adicional do sistema de promoção)	
(d) Valor da eletricidade negociada no mercado spot €/MWh	42,00 €	40,00 €	40,00 €	42,00 €	42,00 €	Se considerarmos a meta da UE de 10%, a geração de E-FER seria: 39.585.300 MWh	

(e) = (c-d) Custo adicional do sistema de promoção €/MWh	53,30 €	53,06 €	53,06 €	27,04 €	27,04 €	27,04 €	45,20 €	45,20 €
(f) = (e*b) Custo adicional total do sistema de promoção	2.291.900.000 €	3.054.823.380 €	4.023.513.270 €	155.236.640 €	245.151.130 €	876.735.224 €	1.789.255.560 €	
(g) Consumo total de eletricidade (MWh)	409.267.857	606.636.000	606.636.000	100.736.000	100.736.000	395.853.000	395.853.000	
(h) = (f/g) Peso do sistema de promoção MWh	5,60 €	5,04 €	6,63 €	1,54 €	2,43 €	2,21 €	4,52 €	
Tarifa sem imposto		135,00 €	135,00 €	120,00 €	120,00 €	95,00 €	95,00 €	
Tarifa com imposto	185,00 €							
Peso do sistema de promoção na tarifa (%)	3,30	3,73	4,91	1,28	2,03	2,33	4,76	

*Dados BMU: Trends in Renewable Energy in 2005, March 2006

*What Electricity from Renewable Energies Costs, February 2006

Elaboração própria para a Holanda e Reino Unido a partir de dados pesquisados
Quantidade de E-FER em 2004: Eurostat, 2005

Conforme Fig 28, se fizemos os cálculos para a Alemanha (com dados de 2004) considerando 4,9% de E-FER (comparando com o Reino Unido), teríamos uma geração de 29,7 TWh, o que corresponderia a um peso do sistema de promoção de **2,60 €/MWh** e a um peso na tarifa de cerca de **1,93%**

ANEXO 3: PROJETOS APROVADOS NO PROINFA 1

 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica PROINFA						
CONTRATOS - 1ª CHAMADA PÚBLICA						
BIOMASSA						
Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
1	001/2004	Iolando Leite	PIA	SE	5,00	28/3/2005
2	002/2004	Mandu	PIA	SP	20,20	28/3/2005
3	003/2004	Goiasa	PIA	GO	42,52	28/3/2005
4	004/2004	Santa Terezinha	PIA	PR	27,54	28/3/2005
5	005/2004	Nova Geração	PIA	GO	25,00	28/3/2005
6	006/2004	Cerradinho	PIA	SP	50,00	28/3/2005
7	007/2004	ECOLUZ	PIA	PR	10,00	28/3/2005
8	008/2004	Sonora	PIA	MS	16,00	28/3/2005
9	009/2004	Santa Olinda	PIA	MS	5,40	28/3/2005
10	010/2004	Brasilândia	PIA	MS	8,00	28/3/2005
11	011/2004	Energia Ambiental	PIA	PE	30,00	28/3/2005
12	012/2004	Giasa II	PIA	PB	20,00	28/3/2005
13	013/2004	Winimport	PIA	PR	7,00	28/3/2005
14	014/2004	Jitituba Santo Antônio	PIA	AL	15,00	28/3/2005
15	015/2004	Água Bonita	PIA	SP	15,80	28/3/2005
16	016/2004	Canaã	PIA	SP	30,00	28/3/2005

CONTRATOS - 1ª CHAMADA PÚBLICA
PCH PARTICIPANTE DO MRE

Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
1	001/2004	Linha Emilia	PIA	RS	19,50	28/3/2005
2	002/2004	Cotiporã	PIA	RS	19,50	28/3/2005
3	003/2004	Caçador	PIA	RS	22,50	28/3/2005
4	004/2004	Jararaca	PIA	RS	27,30	28/3/2005
	004 A/2004	Jararaca	PIA	RS	0,70	28/3/2005
5	005/2004	Tudelândia	PIA	RJ	2,40	28/3/2005
6	006/2004	Mosquitão	PIA	GO	30,00	28/3/2005
7	007/2004	Mambai II	PIA	GO	12,00	28/3/2005
8	008/2004	Cachoeira Grande	PIA	MG	10,00	28/3/2005
9	009/2004	Cocais Grande	PIA	MG	10,00	28/3/2005
10	010/2004	Alto Irani	PIA	SC	21,00	28/3/2005
11	011/2004	Plano Alto	PIA	SC	16,00	28/3/2005
12	012/2004	São Pedro	PIA	ES	30,00	28/3/2005
13	013/2004	Carangola	PIA	MG	15,00	28/3/2005
14	014/2004	Calheiros	PIA	RJ	19,00	28/3/2005
15	015/2004	São Simão	PIA	ES	27,00	28/3/2005
16	016/2004	Funil	PIA	MG	22,50	28/3/2005
17	017/2004	São Joaquim	PIA	ES	21,00	28/3/2005
18	018/2004	Fumaça IV	PIA	ES	4,50	28/3/2005
19	019/2004	Ludesa	PIA	SC	26,20	28/3/2005
20	020/2004	Esmeralda	PIA	RS	22,20	28/3/2005
21	021/2004	Alto Sucuriú	PIA	MS	29,00	28/3/2005
22	022/2004	Jataí	PIA	GO	30,00	28/3/2005
23	023/2004	Retiro Velho	PIA	GO	18,00	28/3/2005
24	024/2004	Irara	PIA	GO	30,00	28/3/2005
25	025/2004	Zé Fernando	PIA	MT	29,10	28/3/2005
26	026/2004	Nhandu	PIA	MT	13,00	28/3/2005
27	027/2004	Rochedo	PIA	MT	9,00	28/3/2005
28	028/2004	Areia Branca	PIA	MG	19,80	28/3/2005
29	029/2004	Santa Rosa II	PIA	RJ	30,00	28/3/2005
30	030/2004	Flor do Sertão	PIA	SC	16,50	28/3/2005
31	031/2004	São Bernardo	PIA	RS	15,00	28/3/2005
32	032/2004	Cachoeira da Lixa	PIA	BA	14,80	28/3/2005
33	033/2004	Colino 1	PIA	BA	11,00	28/3/2005
34	034/2004	Colino 2	PIA	BA	16,00	28/3/2005
35	035/2004	Carlos Gonzatto	PIA	RS	9,00	28/3/2005
36	036/2004	Areia	PIA	TO	11,40	28/3/2005
37	037/2004	Água Limpa	PIA	TO	14,00	28/3/2005
38	038/2004	Aquarius	PIA	MS	4,20	28/3/2005
39	039/2004	Piranhas	PIA	GO	18,00	28/3/2005
40	040/2004	Buriti	PIA	MS	30,00	28/3/2005
41	041/2004	Bonfante	PIA	MG	19,00	28/3/2005
42	042/2004	Monte Serrat	PIA	RJ	25,00	28/3/2005
43	043/2004	Santa Fé	PIA	RJ	30,00	28/3/2005
44	044/2004	Ilha	PIA	RS	26,00	28/3/2005
45	045/2004	Sete Quedas	PIA	MT	11,66	28/3/2005
46	046/2004	Santa Laura	PIA	SC	15,00	28/3/2005
47	047/2004	Salto das Flores	PIA	SC	6,70	28/3/2005

CONTRATOS - 1ª CHAMADA PÚBLICA

EOLICA						
Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
1	001/2004	Agua Doce	PIA	SC	9,00	28/3/2005
2	002/2004	Canoa Quebrada	PIA	CE	57,00	28/3/2005
3	003/2004	Pirauá	PIA	PE	4,25	28/3/2005
4	004/2004	Praias do Parajuru	PIA	CE	28,80	28/3/2005
5	005/2004	Praia do Morgado	PIA	CE	28,80	28/3/2005
6	006/2004	Volta do Rio	PIA	CE	42,00	28/3/2005
7	007/2004	dos Índios	NÃO PIA	RS	50,00	28/3/2005
8	008/2004	Sangradouro	NÃO PIA	RS	50,00	28/3/2005
9	009/2004	Osório	NÃO PIA	RS	50,00	28/3/2005
10	010/2004	Enacel	PIA	CE	31,50	28/3/2005
11	011/2004	RN 15 - Rio do Fogo	NÃO PIA	RN	49,30	28/3/2005
12	012/2004	Beberibe	PIA	CE	25,20	28/3/2005
13	013/2004	Salto	NÃO PIA	SC	30,00	28/3/2005
14	014/2004	Pulpito	NÃO PIA	SC	30,00	28/3/2005
15	015/2004	Elebras Cidreira	PIA	RS	70,00	28/3/2005
16	016/2004	Alhandra	PIA	PB	0,35	28/3/2005
	016 A/2004	Alhandra	PIA	PB	5,05	28/3/2005
17	017/2004	Rio do Ouro	PIA	SC	30,00	28/3/2005
18	018/2004	Campo Belo	PIA	SC	9,60	28/3/2005
19	019/2004	Amparo	PIA	SC	21,40	28/3/2005
20	020/2004	Aquibatã	NÃO PIA	SC	30,00	28/3/2005
21	021/2004	Bom Jardim	NÃO PIA	SC	30,00	28/3/2005
22	022/2004	Cruz Alta	NÃO PIA	SC	30,00	28/3/2005
23	023/2004	Millenium	PIA	PB	10,20	28/3/2005
24	024/2004	Albatroz	PIA	PB	4,50	28/3/2005
25	025/2004	Coelhos II	PIA	PB	4,50	28/3/2005
26	026/2004	Camurim	PIA	PB	4,50	28/3/2005
27	027/2004	Coelhos IV	PIA	PB	4,50	28/3/2005
28	028/2004	Presidente	PIA	PB	4,50	28/3/2005
29	029/2004	Coelhos III	PIA	PB	4,50	28/3/2005
30	030/2004	Atlântica	PIA	PB	4,50	28/3/2005
31	031/2004	Mataraca	PIA	PB	4,50	28/3/2005
32	032/2004	Coelhos I	PIA	PB	4,50	28/3/2005
33	033/2004	Caravela	PIA	PB	4,50	28/3/2005
34	034/2004	Formosa	NÃO PIA	CE	6,60	28/3/2005
	034 A/2004	Formosa	NÃO PIA	CE	5,40	28/3/2005
	034 B/2004	Formosa	NÃO PIA	CE	13,80	28/3/2005
35	035/2004	Gargaú	PIA	RJ	28,05	28/3/2005
36	036/2004	Pedra do Sal	PIA	PI	17,85	28/3/2005
37	037/2004	Mandacaru	PIA	PE	4,25	28/3/2005
38	038/2004	Xavante	PIA	PE	4,25	28/3/2005
39	039/2004	Gravatá Fruitrade	PIA	PE	4,25	28/3/2005
40	040/2004	Vitória	PIA	PB	4,25	28/3/2005
41	041/2004	Santa Maria	PIA	PE	4,25	28/3/2005
42	042/2004	Quintanilha Machado I	NÃO PIA	RJ	135,00	28/3/2005
43	043/2004	Foz do Rio Choró	NÃO PIA	CE	25,20	28/3/2005
44	044/2004	Alegria II	PIA	RN	64,50	28/3/2005
45	045/2004	Cascata	PIA	SC	4,80	28/3/2005
46	046/2004	Santo Antônio	PIA	SC	1,93	28/3/2005
47	047/2004	Palmares	NÃO PIA	RS	7,562	28/3/2005

CONTRATOS - 1ª CHAMADA PÚBLICA

PCH NÃO PARTICIPANTE DO MRE

Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
1	001/2004	Canoa Quebrada	PIA	MT	28,00	28/3/2005
2	002/2004	Lagoa Grande	PIA	TO	21,50	28/3/2005
3	003/2004	Porto Franco	PIA	TO	30,00	28/3/2005
4	004/2004	Boa Sorte	PIA	TO	16,00	28/3/2005
5	005/2004	Riacho Preto	PIA	TO	9,30	28/3/2005
6	006/2004	PCH Sen. J. Pinheiro	PIA	MT	5,94	28/3/2005
7	007/2004	São Tadeu I	PIA	MT	13,76	28/3/2005
	007 A/2004	São Tadeu I	PIA	MT	4,24	28/3/2005
8	008/2004	Eng. José Gelásio	PIA	MT	23,70	28/3/2005
9	009/2004	Rondonópolis	PIA	MT	26,60	28/3/2005
10	010/2004	Ponte Alta	PIA	MS	13,00	28/3/2005

CONTRATOS - 2ª CHAMADA PÚBLICA

BIOMASSA

Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
	004 A/2004	Sta Terezinha - Tapejara	PIA	PR	20,56	28/3/2005
1	017/2004	Jalles Machado	PIA	GO	12,00	28/3/2005
2	018/2004	Usaciga	PIA	PR	40,00	28/3/2005
3	019/2004	Pioneiros	PIA	SP	28,40	28/3/2005
4	020/2004	Volta Grande	PIA	MG	30,00	28/3/2005
5	021/2004	Ruette	PIA	SP	24,40	28/3/2005
6	022/2004	DISA	PIA	ES	30,50	28/3/2005
7	023/2004	Maracai	PIA	SP	36,82	28/3/2005
8	024/2004	JB	PIA	PE	33,20	28/3/2005
9	025/2004	Coruripe	PIA	AL	16,00	28/3/2005
	009 A/2004	Sidrolândia	PIA	MS	15,00	28/3/2005
	008 A/2004	Sonora	PIA	MS	5,00	28/3/2005
10	026/2004	São Luiz	PIA	SP	36,00	28/3/2005
11	027/2005	Fartura	PIA	SP	29,90	25/5/2005

CONTRATOS - REMANEJAMENTO

EOLICA

Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
	034 C/2005	Formosa	NÃO PIA	CE	78,60	28/3/2005
1	048/2005	Icaraízinho	NÃO PIA	CE	54,00	28/3/2005
2	049/2005	Paracuru	NÃO PIA	CE	23,40	28/3/2005
3	050/2005	Taíba-Albatroz	PIA	CE	16,50	28/3/2005
4	051/2005	Bons Ventos	PIA	CE	50,00	28/3/2005
5	052/2005	Alegria I	PIA	RN	19,92	28/3/2005
	052 A/2005	Alegria I	PIA	RN	31,08	28/3/2005
	044 A/2005	Alegria II	PIA	RN	36,30	28/3/2005
6	053/2005	Canoa Quebrada	PIA	CE	10,50	28/3/2005
7	054/2005	Lagoa do Mato	PIA	CE	3,23	28/3/2005

CONTRATOS - REMANEJAMENTO

PCH PARTICIPANTE DO MRE

Nº	CCVE	Usina	Qualif.	Estado	Pot. Contratada	Data de Publicação
	045 A/2005	Sete Quedas	PIA	MT	6,34	28/3/2005
1	049/2005	Cidezal	NÃO PIA	MT	17,00	28/3/2005
2	050/2005	Rondon	NÃO PIA	MT	13,00	28/3/2005
3	051/2005	Sapezal	NÃO PIA	MT	16,00	28/3/2005
4	052/2005	Parecis	NÃO PIA	MT	15,40	28/3/2005
5	053/2005	Telegráfica	NÃO PIA	MT	30,00	28/3/2005
6	054/2005	Figueirópolis	PIA	MT	22,00	28/3/2005

ANEXO 4: POTÊNCIA (MW) CONTRATADA NO PROINFA POR REGIÃO

Biomassa		PCH		Eólica	
N-NE	S-SE-CO	N-NE	S-SE-CO	N-NE	S-SE-CO
Primeira chamada pública		Primeira chamada pública		Primeira chamada	
70,00	257,46	67,2	812,26	482,05	617,342
Subtotal =327,46		Subtotal = 879,46		Subtotal = 1099,392	
Segunda chamada pública		Reclassificação		Remanejamento	
49,2	308,58	76,8	115,24	323,53	0
Subtotal = 357,78		Subtotal = 192,04		Subtotal = 323,53	
Total Biomassa = 685,24		Remanejamento		Total Eólica = 1422,922	
		0	119,74		
		Subtotal = 119,74			
		Total PCH = 1.191,24			

ANEXO 5: PREÇOS NEGOCIADOS NO LEILÃO DE ENERGIA NOVA

	Valor da eletricidade convencional negociada no Leilão	MW médios	Geração MWh/ano	Valor do leilão	Média ponderada
1º. Leilão de Energia Nova	Hídrica	71	621.960	106,95	ano 2008
	Térmica	561	4.914.360	132,26	R\$ 129,42
	Hídrica	46	402.960	114,28	ano 2009
	Térmica	855	7.489.800	129,26	R\$ 128,48
2º. Leilão de Energia Nova	Hídrica	1028	9.005.286	126,77	Ano 2009
	Térmica	654	5.729.049	132,39	128,95*
1º. Leilão de Energia Nova	Hídrica	891	7.805.160	115,04	ano 2010
	Térmica	862	7.551.120	121,81	R\$ 118,26
Total por Fonte					
		MW médios	Geração MWh/ano		
Hídrica		2.036	17.835.360		
Térmica		2.932	25.684.320		

*valor não considerado no cálculo dos cenários pelo fato de o leilão ter sido realizado posteriormente a elaboração dos cálculos e pelo fato de a média ponderada não diferenciar significativamente do valor para 2009 realizado no primeiro leilão

ANEXO 6: CENÁRIO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

Baseado no cenário do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2006-2015. Para biomassa fora do PROINFA, foram consideradas as previsões constantes no Plano Decenal (4.317 MW em 2015); a partir de 2016 adotou-se a hipótese da entrada do potencial restante (estimado pelo PDE, como possível de ser atingido) de mais 1700 MW divididos igualmente até 2027.

Para PCH fora do PROINFA, considerou-se o potencial de 700 MW (previstos no PDE até 2015) mais um acréscimo de 300 MW até 2027 (valor este adotado de forma conservadora para um potencial estimado possível no PDE de até 1.500 MW no total)

A geração do PROINFA 1 se manteve constante durante todo o período

Cenário de expansão do consumo de eletricidade 2006-2027 com PROINFA 1 (MWh)

Fonte	2006	2008	2010	2015	2018	2022	2027
Hidro	239.322.602	260.042.075	285.379.031	364.056.426	426.281.535	531.214.250	687.495.217
PCH fora PROINFA	0	0	126.144	2.579.119	4.208.479	5.259.679	5.259.679
Termo	51.640.346	57.262.769	68.967.569	91.458.369	120.195.677	148.093.746	202.184.172
Biomassa fora PROINFA	1.489.200	4.406.280	7.866.480	18.904.080	20.746.965	23.204.145	26.275.620
importação	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168
Outras	30.567.684	28.595.761	27.181.517	33.358.772	24.766.626	30.000.000	30.000.000
PROINFA 1		13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947
Eólica	0	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439
Biomassa	0	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351
PCH	0	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157
Total	363.901.000	404.190.000	443.403.856	564.239.881	650.082.397	791.654.935	1.005.097.803

O PROINFA 2 foi inserido a partir de 2009, respeitando-se o limite de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional. Além disso, foi adotada a hipótese de que o PROINFA 2 também será igualmente dividido pelas três fontes: eólica, biomassa e PCH.

A partir de 2016 foi feita uma extrapolação dos valores adotados até 2015 para as outras fontes (hidro, termo, importação e outras), mantendo-se a mesma taxa de crescimento no consumo total de energia elétrica e a mesma porcentagem estimada em 2015 para cada fonte de energia.

Cenário de expansão do consumo de eletricidade 2006-2027 com PROINFA 1 e PROINFA 2 (MWh)

Fonte	2006	2008	2010	2015	2018	2022	2027
Hidro	225.591.192	260.042.075	282.537.373	352.309.197	408.215.925	497.922.325	638.739.334
PCH fora PROINFA	0	0	126.144	2.579.119	4.208.479	5.259.679	5.259.679
Termo	51.640.346	57.262.769	65.908.227	78.811.249	100.746.159	117.914.103	155.355.963
Biomassa fora PROINFA	1.489.200	4.406.280	7.866.480	18.904.080	20.746.965	23.204.145	26.275.620
importação	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168	40.881.168
Outras	40.567.684	28.595.761	27.307.661	35.937.891	28.975.105	35.874.025	36.514.673
PROINFA 1		13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947	13.001.947
Eólica	0	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439	3.739.439
Biomassa	0	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351	3.001.351
PCH	0	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157	6.261.157
PROINFA 2			5.901.000	24.394.348	37.515.129	58.211.888	90.324.413
Eólica	0	0	1.697.163	7.015.963	10.789.579	16.742.093	25.977.850
Biomassa	0	0	1.362.178	5.631.157	8.659.939	13.437.550	20.850.359
PCH	0	0	2.841.658	11.747.229	18.065.610	28.032.245	43.496.203
Total	360.169.590	404.190.000	443.530.000	566.819.000	654.290.876	792.269.281	1.006.352.797

ANEXO 7 - PROJEÇÕES “PREÇO PREMIUM” PARA PROINFA 1 E 2 COM CORREÇÃO DE 5% A.A

Projeções preço premium para PROINFA 1 e 2 com correção de 5% a.a	Jul/06	Nov/08	Nov/09	Nov/10	Nov/11	Nov/12	Nov/13	Nov/14	Nov/15	Nov/16	Nov/17
Eólica	R\$ 202,74	R\$ 225,29	R\$ 236,55	R\$ 248,38	R\$ 260,80	R\$ 273,84	R\$ 287,53	R\$ 301,91	R\$ 317,01	R\$ 332,86	R\$ 349,50
	R\$ 229,93	R\$ 255,51	R\$ 268,29	R\$ 281,70	R\$ 295,79	R\$ 310,58	R\$ 326,10	R\$ 342,41	R\$ 359,53	R\$ 377,51	R\$ 396,38
Valores médios eólica	R\$ 216,33	R\$ 240,40	R\$ 252,42	R\$ 265,04	R\$ 278,29	R\$ 292,21	R\$ 306,82	R\$ 322,16	R\$ 338,27	R\$ 355,18	R\$ 372,94
Biomassa	R\$ 105,51	R\$ 117,25	R\$ 123,11	R\$ 129,26	R\$ 135,73	R\$ 142,51	R\$ 149,64	R\$ 157,12	R\$ 164,98	R\$ 173,23	R\$ 181,89
PCH	R\$ 131,67	R\$ 146,32	R\$ 153,63	R\$ 161,31	R\$ 169,38	R\$ 177,85	R\$ 186,74	R\$ 196,08	R\$ 205,88	R\$ 216,18	R\$ 226,99

Projeções preço premium para PROINFA 1 e 2 com correção de 5% a.a	Nov/18	Nov/19	Nov/20	Nov/21	Nov/22	Nov/23	Nov/24	Nov/25	Nov/26	Nov/27
Eólica	R\$ 366,97	R\$ 385,32	R\$ 404,59	R\$ 424,82	R\$ 446,06	R\$ 468,36	R\$ 491,78	R\$ 516,37	R\$ 542,19	R\$ 569,30
	R\$ 416,20	R\$ 437,01	R\$ 458,86	R\$ 481,80	R\$ 505,89	R\$ 531,19	R\$ 557,75	R\$ 585,64	R\$ 614,92	R\$ 645,66
Valores médios eólica	R\$ 391,59	R\$ 411,17	R\$ 431,73	R\$ 453,31	R\$ 475,98	R\$ 499,78	R\$ 524,76	R\$ 551,00	R\$ 578,55	R\$ 607,48
Biomassa	R\$ 190,98	R\$ 200,53	R\$ 210,56	R\$ 221,09	R\$ 232,14	R\$ 243,75	R\$ 255,93	R\$ 268,73	R\$ 282,17	R\$ 296,28
PCH	R\$ 238,34	R\$ 250,25	R\$ 262,76	R\$ 275,90	R\$ 289,70	R\$ 304,18	R\$ 319,39	R\$ 335,36	R\$ 352,13	R\$ 369,74

* correção Jul/2006 – Nov/2008 – mesma correção IGP-M que houve no período Mar 2004/ Jul2006

ANEXO 8 - GERAÇÃO DE E-FER

→ PROINFA 1 + PROINFA 2

Geração	2008									
	(PROINFA 1)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
eólica	3.739.439	4.585.432	5.436.602	6.372.070	7.464.441	8.581.661	9.640.511	10.755.402	11.953.603	13.210.516
biomassa	3.001.351	3.680.363	4.363.530	5.114.355	5.991.115	6.887.819	7.737.674	8.632.508	9.594.209	10.603.033
PCH	6.261.157	7.677.652	9.102.815	10.669.122	12.498.141	14.368.767	16.141.661	18.008.386	20.014.603	22.119.125
Total	13.001.948	15.943.447	18.902.947	22.155.547	25.953.697	29.838.246	33.519.846	37.396.296	41.562.415	45.932.674
Média ponderada do “preço premium” = Custo médio PROINFA (5% correção a.a.)	166,67	R\$ 175,00	R\$ 183,75	R\$ 192,94	R\$ 202,58	R\$ 212,71	R\$ 223,35	R\$ 234,52	R\$ 246,24	R\$ 258,55

Geração	2008									
	(PROINFA 1)	2009	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
eólica	14.529.018	15.912.126	17.363.007	18.884.981	20.481.532	22.156.313	23.913.159	25.756.091	27.689.326	29.717.289
biomassa	11.661.290	12.771.402	13.935.909	15.157.476	16.438.901	17.783.115	19.193.196	20.672.371	22.224.025	23.851.710
PCH	24.326.768	26.642.586	29.071.878	31.620.207	34.293.403	37.097.586	40.039.173	43.124.899	46.361.825	49.757.361
Total	50.517.076	55.326.114	60.370.794	65.662.664	71.213.835	77.037.014	83.145.529	89.553.360	96.275.176	103.326.360
Média ponderada do “preço premium” = Custo médio PROINFA (5% correção a.a.)	R\$ 271,48	R\$ 285,05	R\$ 299,31	R\$ 314,27	R\$ 329,99	R\$ 346,49	R\$ 363,81	R\$ 382,00	R\$ 401,10	R\$ 421,16

ANEXO 9 – CENÁRIOS – PLANILHA DE CÁLCULO

1) Cenários considerando somente PROINFA 1:

Cenário 1 (de referência)	“Preço premium” constante, a partir de 2008 – projetado até 2008 com correção de 5% a.a	Tarifa constante, a partir de 2008 – projetado de 2006 para 2008 com correção de 5% a.a	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
(a) Custo PROINFA 1	R\$ 2.166.976.410	R\$ 2.166.976.410	R\$ 2.166.976.410	R\$ 2.166.976.410
(b) Geração PROINFA 1 (MWh)	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 114,83	R\$ 114,83

- média ponderada R\$/MWh									
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 38,19	R\$ 48,41	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1	R\$ 484.308.164	R\$ 496.486.175	R\$ 629.424.286	R\$ 673.962.761	R\$ 673.962.761	R\$ 673.962.761	R\$ 673.962.761	R\$ 673.962.761	R\$ 673.962.761
(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517		
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,30	R\$ 1,58	R\$ 1,61	R\$ 1,32	R\$ 1,04	R\$ 0,74		
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,48	0,58	0,59	0,48	0,38	0,27		

Cenário 1A (de referência)	Variação do "preço premium" de 5% a.a	Variação da tarifa 5% a.a.	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
-------------------------------	---------------------------------------	----------------------------	--	---

	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 1	R\$ 2.166.976.410	R\$ 2.275.325.231	R\$ 2.389.091.492	R\$ 2.508.546.075	R\$ 3.049.153.439	R\$ 3.891.578.320	R\$ 5.475.841.503
(b) Geração PROINFA 1 (MWh)	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 175,00	R\$ 183,75	R\$ 192,94	R\$ 234,52	R\$ 299,31	R\$ 421,16
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 124,17	R\$ 150,93	R\$ 192,63	R\$ 271,05
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 46,52	R\$ 65,49	R\$ 68,76	R\$ 83,58	R\$ 106,67	R\$ 150,10
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1	R\$ 484.308.164	R\$ 604.834.996	R\$ 851.481.163	R\$ 894.055.229	R\$ 1.086.729.725	R\$ 1.386.973.116	R\$ 1.951.610.461
(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517

(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,15
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 287,66	R\$ 302,04	R\$ 317,14	R\$ 385,49	R\$ 491,99	R\$ 692,28
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,55	0,71	0,67	0,55	0,44	0,31

Cenário 1B	Variação do "preço premium" de 5% a.a	Tarifa constante (a partir de 2008 – projetado de 2006 para 2008 com correção de 5% a.a)	Valor negociado no leilão: para 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
------------	---------------------------------------	--	--	---

	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 1	R\$ 2.166.976.410	R\$ 2.275.325.231	R\$ 2.389.091.492	R\$ 2.508.546.075	R\$ 3.049.153.439	R\$ 3.891.578.320	R\$ 5.475.841.503
(b) Geração PROINFA 1 (MWh)	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948	13.001.948
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 175,00	R\$ 183,75	R\$ 192,94	R\$ 234,52	R\$ 299,31	R\$ 421,16
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 46,52	R\$ 65,49	R\$ 78,11	R\$ 119,69	R\$ 184,48	R\$ 306,33
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1	R\$ 484.308.164	R\$ 604.834.996	R\$ 851.481.163	R\$ 1.015.532.426	R\$ 1.556.139.790	R\$ 2.398.564.671	R\$ 3.982.827.854

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,43	R\$ 3,05	R\$ 3,70	R\$ 4,40
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,58	0,78	0,89	1,11	1,35	1,61

2) Cenários considerando o PROINFA 1 e 2

Cenário 2 (de referência)	“Preço premium” constante, a partir de 2008 – projetado até 2008 com correção de 5% a.a	Tarifa constante, a partir de 2008 – projetado de 2006 para 2008 com correção de 5% a.a	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
------------------------------	---	---	---	---

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 1 e 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 2.657.223.010	R\$ 3.150.469.588	R\$ 3.692.565.828	R\$ 6.232.673.208	R\$ 10.061.730.001	R\$ 17.220.941.902
(b) Geração PROINFA 1 e 2 (MWh)	13.001.948	15.943.447	18.902.947	22.155.547	37.396.296	60.370.794	103.326.360
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67	R\$ 166,67
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 38,19	R\$ 48,41	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84	R\$ 51,84

(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1 e 2	484.308.165	608.808.884	R\$ 915.007.052	R\$ 1.148.444.371	R\$ 1.938.456.563	R\$ 3.129.351.710	R\$ 5.355.975.958
(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 e 2 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,60	R\$ 2,29	R\$ 2,74	R\$ 3,80	R\$ 4,83	R\$ 5,91
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,58	0,84	1,00	1,39	1,76	2,16

Cenário 2A	Varição do "preço premium" de 5% a.a	Varição da tarifa 5% a.a.	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
------------	--------------------------------------	---------------------------	---	--

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 1 e 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 2.790.084.165	R\$ 3.473.392.730	R\$ 4.274.606.531	R\$ 8.769.997.151	R\$ 18.069.421.588	R\$ 43.516.462.813
(b) Geração PROINFA 1 e 2 (MWh)	13.001.948	15.943.447	18.902.947	22.155.547	37.396.296	60.370.794	103.326.360
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 175,00	R\$ 183,75	R\$ 192,94	R\$ 234,52	R\$ 299,31	R\$ 421,16
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 124,17	R\$ 150,93	R\$ 192,63	R\$ 271,05
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 46,52	R\$ 65,49	R\$ 68,76	R\$ 83,58	R\$ 106,67	R\$ 150,10
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1 e 2	484.308.165	741.670.039	R\$ 1.237.930.194	R\$ 1.523.485.799	R\$ 3.125.659.887	R\$ 6.440.009.657	R\$ 15.509.430.658

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 e 2 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,94	R\$ 3,10	R\$ 3,64	R\$ 6,13	R\$ 9,94	R\$ 17,12
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 287,66	R\$ 302,04	R\$ 317,14	R\$ 385,49	R\$ 491,99	R\$ 692,28
Peso do PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,68	1,03	1,15	1,59	2,02	2,47

Cenário 2 B	Variação do "preço premium" de 5% a.a	Tarifa constante (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
-------------	---------------------------------------	-------------------------------------	--	---

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 1 e 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 2.790.084.165	R\$ 3.473.392.730	R\$ 4.274.606.531	R\$ 8.769.997.151	R\$ 18.069.421.588	R\$ 43.516.462.813
(b) Geração PROINFA 1 e 2 (MWh)	13.001.948	15.943.447	18.902.947	22.155.547	37.396.296	60.370.794	103.326.360
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 175,00	R\$ 183,75	R\$ 192,94	R\$ 234,52	R\$ 299,31	R\$ 421,16
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 1 e 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 46,52	R\$ 65,49	R\$ 78,11	R\$ 119,69	R\$ 184,48	R\$ 306,33
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 1 e 2	484.308.165	741.670.039	R\$ 1.237.930.194	R\$ 1.730.485.074	R\$ 4.475.780.507	R\$ 11.137.043.297	R\$ 31.651.496.870

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 1 e 2 por MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,94	R\$ 3,10	R\$ 4,13	R\$ 8,77	R\$ 17,19	R\$ 34,95
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,71	1,13	1,51	3,20	6,27	12,76

3) Cenários PROINFA 1 e PROINFA 2, considerando que o PROINFA 2 terá somente PCH e energia eólica

Cálculo aqui efetuado considera somente a energia eólica e PCH no PROINFA 2. Ao final no “Peso do PROINFA 1 e 2 na tarifa média” será somado os valores do cenário 1 para verificar o peso do PROINFA e comparar com os outros casos.

Cenário 3 (de referência)	“Preço premium” constante, a partir de 2008 – projetado até 2008 com correção de 5% a.a	Tarifa constante, a partir de 2008 – projetado de 2006 para 2008 com correção de 5% a.a	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
---------------------------------	---	---	--	--

	2008 (só PROINFA 1) R\$	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2 R\$	2.166.976.411	R\$ 431.166.710	R\$ 864.971.871	R\$ 1.341.739.793	R\$ 3.575.737.427	R\$ 6.943.352.468	R\$ 13.239.803.783
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	2.262.488	4.538.821	7.040.595	18.763.191	36.434.289	69.474.053
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (PCH + Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 190,57	R\$ 190,57	R\$ 190,57	R\$ 190,57	R\$ 190,57	R\$ 190,57
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 72,31	R\$ 75,74	R\$ 75,74	R\$ 75,74	R\$ 75,74

Cenário 3A	Varição do "preço premium" de 5% a.a	Varição da tarifa 5% a.a.	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
------------	--------------------------------------	---------------------------	---	---

	2008 (PROINFA 1) R\$	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	2.166.976.411	R\$ 431.166.710	R\$ 908.220.464	R\$ 1.479.268.121	R\$ 4.791.830.138	R\$ 11.875.489.003	R\$ 31.863.166.434
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	2.262.488	4.538.821	7.040.595	18.763.191	36.434.289	69.474.053
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (PCH + Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 190,57	R\$ 200,10	R\$ 210,11	R\$ 255,38	R\$ 325,94	R\$ 458,63
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 124,17	R\$ 150,93	R\$ 192,63	R\$ 271,05
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 81,84	R\$ 85,93	R\$ 104,45	R\$ 133,31	R\$ 187,58
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	140.482.234	R\$ 371.459.471	R\$ 605.016.266	R\$ 1.959.844.288	R\$ 4.857.039.716	R\$ 13.031.940.396
(g) Consumo total de eletricidade	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517

excluindo-se baixa renda (MWh)													
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,37	R\$ 0,93	R\$ 1,45	R\$ 3,84	R\$ 7,50	R\$ 14,39						
Cenário 1 A - Peso PROINFA 1 /MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,15						
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 287,66	R\$ 302,04	R\$ 317,14	R\$ 385,49	R\$ 491,99	R\$ 692,28						
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,13	0,31	0,46	1,00	1,52	2,08						
Cenário 1 A – Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,55	0,71	0,67	0,55	0,44	0,31						
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,68	1,01	1,13	1,25	1,96	2,39						

Cenário 3 B	Variação do “preço premium” de 5% a.a	Tarifa constante (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão:			Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
			2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	2008	2009	

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 431.166.710	R\$ 908.220.464	R\$ 1.479.268.121	R\$ 4.791.830.138	R\$ 11.875.489.003	R\$ 31.863.166.434
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	2.262.488	4.538.821	7.040.595	18.763.191	36.434.289	69.474.053
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (PCH + Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 190,57	R\$ 200,10	R\$ 210,11	R\$ 255,38	R\$ 325,94	R\$ 458,63
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 81,84	R\$ 95,28	R\$ 140,55	R\$ 211,11	R\$ 343,80
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	140.482.234	R\$ 371.459.471	R\$ 670.796.549	R\$ 2.637.252.868	R\$ 7.691.739.578	R\$ 23.885.460.893
(g) Consumo total de eletricidade	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517

excluindo-se baixa renda (MWh)										
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,37	R\$ 0,93	R\$ 1,60	R\$ 5,17	R\$ 11,87	R\$ 26,37			
Cenário 1 B - Peso PROINFA 1 /MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,43	R\$ 3,05	R\$ 3,70	R\$ 4,40			
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96			
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,13	0,34	0,58	1,89	4,33	9,63			
Cenário 1 B – Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,58	0,78	0,89	1,11	1,35	1,61			
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,71	1,12	1,47	3,00	5,68	11,23			

4) Cenários PROINFA 1 e PROINFA 2, considerando que o PROINFA 2 terá somente energia eólica

Cálculo aqui efetuado considera somente a energia eólica e PCH no PROINFA 2. Ao final no “Peso do PROINFA 1 e 2 na tarifa média” será somado os valores do cenário 1 para verificar o peso do PROINFA e comparar com os outros casos.

Cenário 4 (de referência)	“Preço premium” constante, a partir de 2008 – projetado até 2008 com correção de 5% a.a	Tarifa constante, a partir de 2008 – projetado de 2006 para 2008 com correção de 5% a.a	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
---------------------------	---	---	---	---

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 213.546.195	R\$ 428.399.150	R\$ 664.530.496	R\$ 1.770.974.208	R\$ 3.438.870.551	R\$ 6.557.346.978
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	845.993	1.697.163	2.632.631	7.015.963	13.623.568	25.977.850
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 252,42	R\$ 252,42	R\$ 252,42	R\$ 252,42	R\$ 252,42	R\$ 252,42
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83

(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 123,94	R\$ 134,16	R\$ 137,59	R\$ 137,59	R\$ 137,59	R\$ 137,59
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	104.852.987	R\$ 227.692.613	R\$ 362.225.501	R\$ 965.331.197	R\$ 1.874.476.212	R\$ 3.574.310.444
(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,27	R\$ 0,57	R\$ 0,87	R\$ 1,89	R\$ 2,89	R\$ 3,95
Cenário 1 - Peso PROINFA 1 /MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,30	R\$ 1,58	R\$ 1,61	R\$ 1,32	R\$ 1,04	R\$ 0,74
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,10	0,21	0,32	0,69	1,06	1,44
Cenário 1 – Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,48	0,58	0,59	0,48	0,38	0,27
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,58	0,78	0,90	1,17	1,44	1,71

Cenário 4A	Varição do "preço premium" de 5% a.a	Varição da tarifa 5% a.a.	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
------------	--------------------------------------	---------------------------	--	--

	2008 (PROINFA 1) R\$	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	2.166.976.411	R\$ 213.546.195	R\$ 449.819.107	R\$ 732.644.872	R\$ 2.373.274.815	R\$ 5.881.635.650	R\$ 15.781.037.360
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	845.993	1.697.163	2.632.631	7.015.963	13.623.568	25.977.850
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 252,42	R\$ 265,04	R\$ 278,29	R\$ 338,27	R\$ 431,73	R\$ 607,48
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 124,17	R\$ 150,93	R\$ 192,63	R\$ 271,05
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 123,94	R\$ 146,78	R\$ 154,12	R\$ 187,33	R\$ 239,09	R\$ 336,43
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	104.852.987	R\$ 249.112.570	R\$ 405.743.207	R\$ 1.314.334.095	R\$ 3.257.285.763	R\$ 8.739.634.921

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,27	R\$ 0,62	R\$ 0,97	R\$ 2,58	R\$ 5,03	R\$ 9,65
Cenário 1 A - Peso PROINFA 1 /MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,13	R\$ 2,14	R\$ 2,15
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 287,66	R\$ 302,04	R\$ 317,14	R\$ 385,49	R\$ 491,99	R\$ 692,28
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,10	0,21	0,31	0,67	1,02	1,39
Cenário 1 A – Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,55	0,71	0,67	0,55	0,44	0,31
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,65	0,91	0,98	1,22	1,46	1,71

Cenário 4 B	Varição do "preço premium" de 5% a.a	Tarifa constante (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: Constante – valor de referência: preço da hidroeletricidade negociada no leilão em 2010
-------------	--------------------------------------	-------------------------------------	---	---

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 213.546.195	R\$ 449.819.107	R\$ 732.644.872	R\$ 2.373.274.815	R\$ 5.881.635.650	R\$ 15.781.037.360
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	845.993	1.697.163	2.632.631	7.015.963	13.623.568	25.977.850
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 252,42	R\$ 265,04	R\$ 278,29	R\$ 338,27	R\$ 431,73	R\$ 607,48
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 123,94	R\$ 146,78	R\$ 163,46	R\$ 223,44	R\$ 316,90	R\$ 492,65
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	104.852.987	R\$ 249.112.570	R\$ 430.339.877	R\$ 1.567.631.804	R\$ 4.317.241.312	R\$ 12.798.000.826

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,37	R\$ 0,93	R\$ 1,45	R\$ 3,84	R\$ 7,50	R\$ 14,39
Cenário 1 B - Peso PROINFA 1 /MWh	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,43	R\$ 3,05	R\$ 3,70	R\$ 4,40
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,10	0,23	0,38	1,12	2,43	5,16
Cenário 1 B – Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%)	0,49	0,58	0,78	0,89	1,11	1,35	1,61
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,68	1,01	1,26	2,24	3,78	6,76

5) Cenários para o PROINFA 1 e 2, para verificar o percentual de reajuste na tarifa de energia elétrica e no preço do leilão de energia convencional para que o peso do PROINFA não ultrapasse 5% (cenário 3C para PCH e eólica e Cenário 4C somente para eólica)

Cenário 3 C	Variação do "preço premium" de 5% a.a	Tarifa: correção de 3,0% (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 3% a.a. da média ponderada obtida em 2010
-------------	---------------------------------------	---	---	---

	2008 (PROINFA 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 431.166.710	R\$ 908.220.464	R\$ 1.479.268.121	R\$ 4.791.830.138	R\$ 11.875.489.003	R\$ 31.863.166.434
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	2.262.488	4.538.821	7.040.595	18.763.191	36.434.289	69.474.053
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (PCH + Eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 190,57	R\$ 200,10	R\$ 210,11	R\$ 255,38	R\$ 325,94	R\$ 458,63
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 121,81	R\$ 137,10	R\$ 158,93	R\$ 195,47
(e) = (c-d) Custo adicional	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 81,84	R\$ 88,30	R\$ 118,29	R\$ 167,01	R\$ 263,17

Cenário 4 C	Variação do "preço premium" de 5% a.a	Tarifa: correção de 1,5% (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 1,5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
-------------	---------------------------------------	---	---	---

	2008 (PROINFA 1) R\$	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	2.166.976.411	R\$ 213.546.195	R\$ 449.819.107	R\$ 732.644.872	R\$ 2.373.274.815	R\$ 5.881.635.650	R\$ 15.781.037.360
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	845.993	1.697.163	2.632.631	7.015.963	13.623.568	25.977.850
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 252,42	R\$ 265,04	R\$ 278,29	R\$ 338,27	R\$ 431,73	R\$ 607,48
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 120,03	R\$ 127,40	R\$ 137,25	R\$ 152,32
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 81,84	R\$ 158,26	R\$ 210,87	R\$ 294,48	R\$ 455,16
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	140.482.234	R\$ 371.459.471	R\$ 416.639.929	R\$ 1.479.443.914	R\$ 4.011.861.429	R\$ 11.824.057.859

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,27	R\$ 0,62	R\$ 1,00	R\$ 2,90	R\$ 6,19	R\$ 13,05
Peso PROINFA 1 /MWh de acordo com as mesmas premissas para 4C	R\$ 1,33	R\$ 1,59	R\$ 2,13	R\$ 2,26	R\$ 2,73	R\$ 3,25	R\$ 3,86
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 278,07	R\$ 282,24	R\$ 286,47	R\$ 304,05	R\$ 327,55	R\$ 363,53
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,10	0,22	0,35	0,95	1,89	3,59
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%) de acordo com as mesmas premissas para 4C	0,49	0,57	0,76	0,79	0,90	0,99	1,06
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,67	0,98	1,14	1,85	2,88	4,65

6) Cenários para o PROINFA 1 e 2, para verificar o percentual de reajuste no preço premium para que o peso do PROINFA não ultrapasse 5% (cenário 3D para PCH e eólica e Cenário 4D somente para eólica)

Cenário 3 D	Variação do "preço premium" de 1,8% a.aa	Tarifa: constante	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: constante
-------------	--	-------------------	---	---

	2008(proinfa 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 431.166.710	R\$ 880.541.364	R\$ 1.390.477.149	R\$ 3.979.717.898	R\$ 8.448.794.951	R\$ 18.253.306.773
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	2.262.488	4.538.821	7.040.595	18.763.191	36.434.289	69.474.053
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 190,57	R\$ 194,00	R\$ 197,49	R\$ 212,10	R\$ 231,89	R\$ 262,74
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 62,09	R\$ 75,74	R\$ 82,66	R\$ 97,27	R\$ 117,06	R\$ 147,91
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	140.482.234	343.780.371	582.005.577	1.825.140.629	4.265.045.526	10.275.601.232

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
Peso do PROINFA 2 (h) = (f/g) por MWh	R\$ 1,33	R\$ 0,37	R\$ 0,86	R\$ 1,39	R\$ 3,58	R\$ 6,58	R\$ 11,35
Peso PROINFA 1 /MWh de acordo com as mesmas premissas para 3D	R\$ 1,33	R\$ 1,40	R\$ 1,77	1,89	1,89	1,84	1,66
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)		0,13	0,31	0,51	1,31	2,40	4,14
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%) de acordo com as mesmas premissas para 3D	0,49	0,51	0,65	0,69	0,69	0,67	0,61
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,64	0,96	1,20	2,00	3,07	4,75

Cenário 4 D	Variação do "preço premium" de 3,6% a.a	Tarifa: correção de 1,5% (a partir de 2008)	Valor negociado no leilão: 2008/2009/2010 média ponderada do leilão de energia nova	Valor negociado no leilão a partir de 2011: correção de 1,5% a.a. da média ponderada obtida em 2010
-------------	---	---	---	---

	2008(proinfa 1)	2009	2010	2011	2015	2020	2027
(a) Custo PROINFA 2	R\$ 2.166.976.411	R\$ 213.546.195	R\$ 443.821.519	R\$ 713.237.923	R\$ 2.189.630.171	R\$ 5.074.264.922	R\$ 12.393.779.409
(b) Geração PROINFA 2 (MWh)	13.001.948	845.993	1.697.163	2.632.631	7.015.963	13.623.568	25.977.850
(c) = (a/b) Custo Médio PROINFA 2 (só eólica) R\$/MWh	R\$ 166,67	R\$ 252,42	R\$ 261,51	R\$ 270,92	R\$ 312,09	R\$ 372,46	R\$ 477,09
(d) Valor da eletricidade negociada no leilão - média ponderada R\$/MWh	R\$ 129,42	R\$ 128,48	R\$ 118,26	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83	R\$ 114,83
(e) = (c-d) Custo adicional PROINFA 2 R\$/MWh	R\$ 37,25	R\$ 123,94	R\$ 143,25	R\$ 156,09	R\$ 197,26	R\$ 257,63	R\$ 362,26
(f) = (e*b) Custo adicional total PROINFA 2	484.308.165	104.852.987	R\$ 243.114.982	R\$ 410.932.928	R\$ 1.383.987.160	R\$ 3.509.870.583	R\$ 9.410.742.875

(g) Consumo total de eletricidade excluindo-se baixa renda (MWh)	363.771.000	381.420.000	399.177.000	418.692.600	510.137.100	647.984.101	905.717.517
(h) = (f/g) Peso do PROINFA 2 por MWh	-	R\$ 0,27	R\$ 0,61	R\$ 0,98	R\$ 2,71	R\$ 5,42	R\$ 10,39
Peso PROINFA 1 /MWh de acordo com as mesmas premissas para 4D	R\$ 1,33	R\$ 1,51	R\$ 1,97	R\$ 2,19	2,51	2,81	3,04
Tarifa média sem imposto conforme ANEEL (R\$ 248,49/MWh em 2006 – correção de 5% a.a. até 2008	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96	R\$ 273,96
Peso do PROINFA 2 na tarifa média (%)	-	0,10	0,22	0,36	0,99	1,98	3,79
Peso do PROINFA 1 na tarifa média (%) de acordo com as mesmas premissas para 4D	0,49	0,55	0,72	0,80	0,92	1,03	1,11
Peso PROINFA 1 e 2 na tarifa média (%)	0,49	0,65	0,94	1,16	1,91	3,01	4,90