

Uma análise do potencial do PROINFA para gerar emissões certificadas de redução de CO₂ sob dois diferentes cenários

Oswaldo Soliano Pereira¹
Tereza Mousinho Reis²
Rafael Araújo³

Resumo

O artigo analisa os resultados da aplicação de uma metodologia, consolidada pelo UNFCCC*, para o cálculo das reduções das emissões dos gases de efeito estufa – GEEs, decorrentes das atividades dos empreendimentos de energia renovável conectada a rede sob dois diferentes cenários. Num primeiro cenário estima-se, com base na aplicação direta dessa metodologia, a quantidade dessas reduções em decorrência das atividades do Programa de Incentivos às Fontes Renováveis de Energia - PROINFA, nos próximos dez anos, período considerado para a obtenção dos créditos de reduções certificadas. No segundo, adota-se como tendência das emissões futuras – margem construída – os resultados do Leilão da Energia Nova, realizado em dezembro de 2005, que representou uma ruptura no perfil de emissões da matriz elétrica nacional. Duas conclusões óbvias parecem saltar desta análise preliminar: primeiro, a metodologia consolidada, ao olhar mais retrospectivamente para a matriz elétrica, tende a ser conservadora e, conseqüentemente, reduzir o potencial de redução de emissões de um Programa como o PROINFA e, segundo, como nossa matriz elétrica remarará contra a maré global de redução das emissões de gases de efeito estufa, levando-se em conta os resultados apenas do último leilão e a postergação da 2ª fase de implementação do PROINFA.

Palavras-Chave: energias renováveis, PROINFA, gases de efeito estufa, reduções certificadas de emissões.

Abstract

This article presents preliminary estimates of CO₂ reduction, based on Approved Consolidated Methodology 002 (UNFCCC), produced by PROINFA, a stick and carrot policy to put the development of renewable energy (wind, biomass and small hydro) on the national agenda. The analyses work with two scenarios. The first one based on the direct application of the methodology, and the second one establishes a build margin based on the results of the first auction for new energy, which took place in December 2005. Two obvious conclusions came out of these analyses: if we have used the results of the auction our volume of emissions reductions would be much higher, and more financial resources could be leverage with PROINFA, secondly our level of emissions will increase substantially under this new evidence – the auction of new energy.

Keywords: renewable energy, PROINFA, incentive policies, greenhouse gases, certified emission reduction.

Introdução

Inicialmente procura-se abordar as características e condições operacionais do Sistema Interligado Nacional (SIN) consideradas mais relevantes para a aplicação da metodologia consolidada pelo UNFCCC Methodology Panel de determinação da linha de base para empreendimentos a serem conectados a sistemas hidrotérmicos de base predominantemente hídrica, como é o caso do SIN.

Em seguida descreve-se, com base nos projetos selecionados e contratados pelo PROINFA e nas energias de referência utilizadas pelo Ministério das Minas e Energia - MME, a configuração final do programa em termos da oferta de energia por fonte e por subsistema.

O artigo segue descrevendo a metodologia consolidada do UNFCCC, utilizada para a determinação das linhas de base dos empreendimentos do PROINFA, apresentando sua aplicação para

¹ Universidade de Salvador – UNIFACS, osoliano@unifacs.br

² Universidade de Salvador – UNIFACS, terezareis@terra.com.br

³ Universidade de Salvador – UNIFACS, rafael.araujo@unifacs.br

* United Nation Framework Convention on Climate Change – (UNFCCC): Approved consolidated baseline methodology ACM0002: Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources.

determinar a linha de base ou os fatores de emissão (EFs) para o Sistema Interligado Nacional - SIN e seus subsistemas.

Com base nos fatores de emissão encontrados e na energia a ser gerada com a implementação dos projetos do PROINFA estimou-se o potencial de redução das emissões dos GEEs associado as atividades dos projetos do programa. Até este ponto, o artigo se baseia num trabalho desenvolvido para o Ministério de Minas e Energia, através do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD, que objetivou exatamente calcular o potencial do PROINFA para gerar emissões certificadas de redução de CO₂ no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

Numa tentativa de avançar e identificar qual(ais) a(s) tendência(s) do comportamento futuro das emissões dos gases de efeito estufa decorrentes do mix geração de energia elétrica no SIN, o artigo, adapta a metodologia para calcular os fatores de emissão do SIN, não apenas olhando o perfil de emissão dos últimos 20% da energia agregada ao sistema, mas o perfil de emissões da energia que seria agregada ao SIN, como resultado do leilão de energia nova realizada em dezembro de 2005. Evidentemente muda-se uma parcela utilizada no cálculo da linha de base para estimar as reduções potenciais do PROINFA e a partir daí, algumas conclusões importantes podem ser tiradas sobre o potencial de redução do PROINFA e sobre as emissões futuras de nossa matriz elétrica.

Perfil Recente do Sistema Interligado Nacional – SIN

Do ponto de vista da geração por origem destaca-se o crescimento da geração das usinas hidrelétricas, com elevação de 12% no triênio 2002/04 e as usinas movidas a gás natural e carvão, que cresceram 62% e 25%, respectivamente. Esse fato, muito provavelmente, está associado ao despacho das usinas térmicas por inflexibilidades e/ou por razões elétricas, na medida em que o triênio 2002 /2004 caracterizou-se como um período de grande hidraulicidade. Registraram-se quedas significativas nas gerações das usinas movidas a óleo combustível e a diesel, que não operam desde 2003 e uma queda de 16% na geração das nucleares, que pode explicar em parte o crescimento da geração a gás natural. Na Tabela 1 encontram-se as informações das gerações por origem entre 2002 e 2004.

Tabela 1 - Produção total por tipo de combustível (GWh)

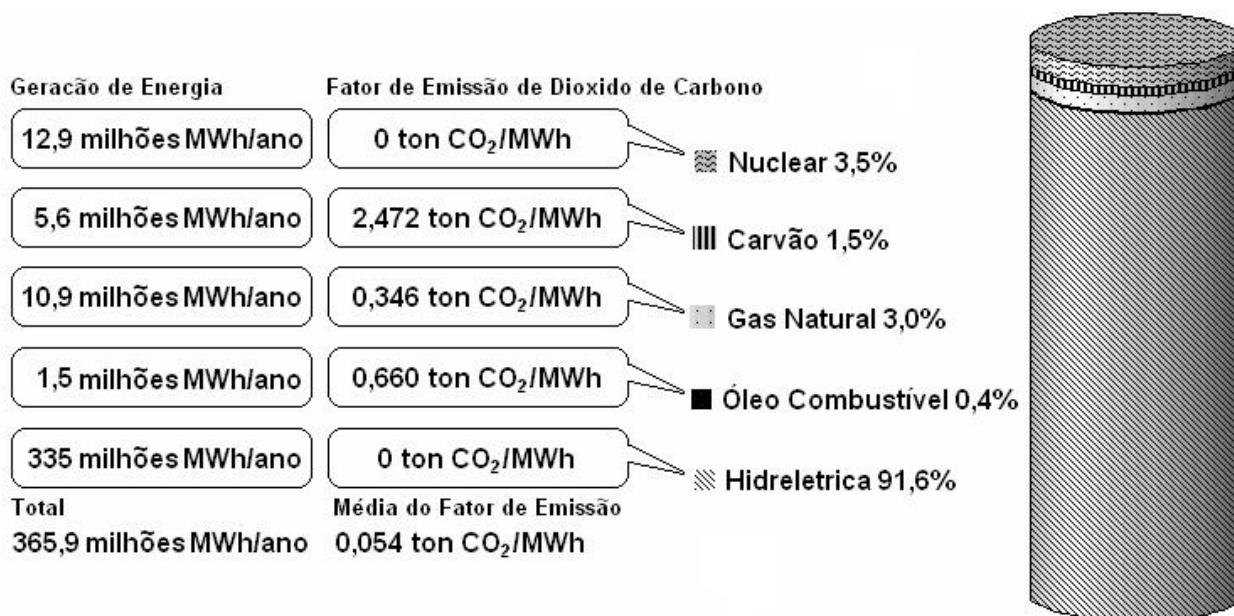
Origem	2002	2003	2004
Hidrelétrica	238.517,6	253.815,0	268.178,4
Itaipu	76.899,8	83.007,2	83.788,3
Óleo Diesel	43,8	0,0	0,0
Óleo Combustível	3.371,6	863,5	382,2
Gás Natural	8.929,2	9.182,0	14.449,9
Carvão	5.062,1	5.239,3	6.346,1
Nuclear	13.849,5	13.357,9	11.582,6
Total	346.673,6	365.465,0	384.727,6
Emergencial	24,8	51,5	398,7
Copene/Relan	5,2	0,0	0,0
Total Geral	346.703,6	365.516,4	385.126,3

Fonte: ONS – Dados Relevantes 2003.

O SIN não é um grande emissor de gases de efeito estufa (GEEs). Isso se deve ao fato de que em torno de 95% da eletricidade brasileira é gerada por usinas hidrelétricas e térmicas nucleares, cujas emissões, mesmo para as hidrelétricas com grandes reservatórios, ainda são contabilizadas nulas, de acordo com os critérios atualmente adotados pela metodologia aprovada pelo UNFCCC. Na Figura 1 uma representação das gerações por fonte no SIN e os fatores de emissões associados às fontes fósseis evidencia este fato.

De acordo com o Primeiro Inventário Nacional de Emissões de Gases de Efeito Estufa, que determina as emissões do país entre 1990 e 1994, as emissões das centrais de serviços públicos, que são as usinas que pertencem ao setor elétrico nacional, consumiam em 1994 apenas 2,5 % de combustíveis fósseis, ou seja, 86.368 TJ, correspondente a uma emissão de 7.242 Gg CO₂ ou 3,2 % do total e 28%, considerando apenas o setor energético.

Figura 1: SIN: Média da Geração 2002-2004 e Fatores de Emissão.



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Destaca-se que no Inventário são contabilizadas as emissões de todas as centrais, incluindo, portanto, aquelas que pertencem ao Sistema Isolado da região Norte. Esse volume de emissões é ainda menor levando-se em conta apenas as usinas termelétricas convencionais que são operadas no SIN. Para contornar esse problema e calcular o volume de emissões do SIN para anos mais recentes, foram utilizados os fatores de emissões dos combustíveis fósseis adotados no Plano Decenal de Expansão (PDE) 2001 – 2010, conforme descritos na Tabela 2 e as gerações das energias por origem publicadas pelo ONS, que se encontram na Tabela 1.

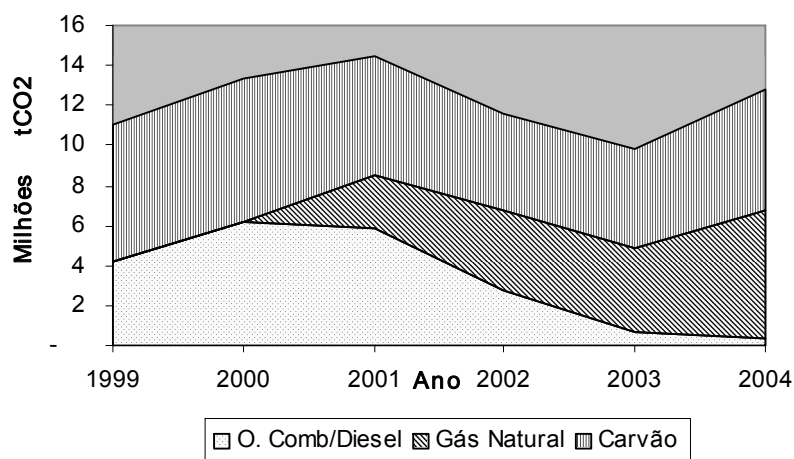
Tabela 2: Comparativo de Emissões de CO₂ por combustível.

Tipo de usina	CO ₂ (g/kWh)
Usinas a Gás	446
Usinas a Óleo	818
Usinas a Carvão	955

Fonte: CTEM

Os resultados demonstram que as emissões em 2004 eram inferiores aquelas observadas em 1999, depois de terem atingido níveis bastante elevados em 2001 no período do racionamento. Com efeito, em 2001 as emissões de CO₂ no SIN, de 14.510 Gg dobraram em relação a 1994, com 7.242 Gg. Esses números são compatíveis com a realidade do setor nos anos 2000, 2001 e parte de 2002 que, em função da escassez de energia de origem hidráulica, incentivou a entrada em operação de usinas termelétricas com o PPT e com o programa de térmicas emergenciais.

Figura 2: Evolução das Emissões GEEs.



Resultados do PROINFA

Com um total de 143 projetos contratados, o PROINFA responderá por 3% da geração de energia elétrica do SIN, a partir de 2008⁴, quando os projetos contratados pela Eletrobrás estarão operando. No total serão gerados mais de 13.500 GWh, com potência instalada de 3.300 MW. Inicialmente foram contratados 3.270 MW, com energia de referência de 13.424 GWh.

Em termos da localização dos projetos, as regiões Sudeste e o Centro-Oeste hospedarão o maior número de projetos, 41% do total e serão responsáveis também por maiores volumes de geração. Com efeito, 50% da energia ofertada pelos projetos do PROINFA será gerada no Sudeste e Centro-Oeste. A região Nordeste, embora abrigue 31% do total dos projetos, responderá com 22% da energia gerada. Essa relação se explica pelo maior número de projetos de pequena escala localizados nessa região. As regiões Norte e Sul responderão por 24% e 4% da geração total, mantendo a mesma proporcionalidade em relação ao número de projetos nelas localizados.

Foram contratados 52 projetos com potência inferior a 15 MW e 91 com potência superior a 15MW, representando 36% e 64%, respectivamente, do total dos projetos contratados. Em termos da energia a ser gerada, os pequenos projetos (<15MW) serão responsáveis por quase 2000 GWh e os com potência superior a 15 MW por um volume da ordem de 11.500 GWh, ou seja, do total da geração, 14% será oriunda dos pequenos projetos e 86% dos projetos maiores.

As regiões Sudeste e Centro-Oeste serão responsáveis por 41% da energia a ser gerada por projetos com potência inferior a 15MW e por 52% da oferta dos projetos maiores que 15MW. A região Sul responderá por 23% e 24%, respectivamente, a região Nordeste por 25 e 21% e a região Norte por 11% e 4%.

Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) contribuirão com 51% da energia a ser gerada pelo Programa, seguida dos projetos eólicos, com 28% e os projetos de biomassa com 21%.

Tabela 3 - Participação da Geração por Fonte e Região.

GERAÇÃO POR FONTE E REGIÃO			
	PCH	Eólica	Biomassa
Norte	9 %	0 %	0 %
NE	3 %	61 %	15 %
SE/CO	68 %	9 %	61 %
SUL	21 %	30 %	23 %
TOTAL	51 %	28 %	21 %

⁴ Com base nas projeções de mercado divulgadas pelo ONS 2003-2007

Sob a ótica do potencial benefício dos créditos de carbono associados à geração de energia com essas tecnologias são importantes: o volume de energia a ser gerada, a região onde ela está sendo produzida e o mix de energia que provavelmente será deslocada com a entrada desses empreendimentos. É por essa razão que a determinação da linha de base é crucial para que eventuais reduções de emissões decorrentes das atividades desses projetos sejam adequadamente contabilizadas e possam ser revertidas em benefícios reais e mensuráveis para o Programa.

Para a determinação da linha de base dos projetos a serem implementados no âmbito PROINFA é necessário estabelecer e quantificar de forma razoável, quais e em que medida as gerações das usinas movidas a combustíveis fósseis terão suas produções deslocadas ou reduzidas. Além disso, verificar se e como as entradas dos empreendimentos do PROINFA postergarão a implantação de novas usinas movidas a combustíveis fósseis a serem despachadas no SIN.

É importante observar o grau de dificuldade a ser enfrentado, considerando que a energia gerada pelo conjunto de todas as geradoras (emissoras e não emissoras) é transmitida e distribuída por uma rede interligada - complexa e extensa - que não permite, a priori, distinguir como a energia gerada em cada usina poderá ser deslocada em função de uma eventual entrada de um empreendimento supostamente mitigador dos gases de efeito estufa.

De acordo com a lógica da operação do SIN, o ONS despachará, prioritariamente, salvo por inflexibilidades e/ou por razões elétricas, as usinas hidrelétricas e nucleares, que apresentam custos marginais de operação mais baixos. As usinas térmicas são despachadas, em caráter suplementar, geralmente nos horários de pico, quando os requisitos da carga forem superiores à oferta da energia oriunda das usinas hidrelétricas e nucleares.

Nessas condições as linhas de base associadas a cada um dos subsistemas deverão refletir essas características, expressando numericamente, e de forma razoável, as quantidades das energias geradas pelas fontes fósseis que provavelmente deixarão de ser produzidas pela entrada de um novo empreendimento do PROINFA. Ou seja, para determinar a linha de base para projetos que serão interligados ao SIN, é fundamental determinar quanto dessas emissões poderão deixar de ocorrer (ou serão deslocadas) com a entrada em operação de um empreendimento do PROINFA, supostamente mitigador dos gases de efeito estufa.

Por outro lado, para que a linha de base possa ser utilizada em todo o período de obtenção de créditos definido, é necessário que ela também seja capaz de expressar uma tendência de futuro, ou seja, ela deverá levar em conta as tecnologias dos empreendimentos que foram recentemente incorporadas ao SIN. Dessa forma, não apenas o que já aconteceu será determinante para definir o valor da linha de base, mas também o que ainda vai acontecer torna-se relevante, devendo ser incorporado ao cálculo da linha de base.

Em função das características dos empreendimentos que serão implementados pelo PROINFA, foi aplicada a metodologia para determinar a linha de base para os projetos interligados à redes nacionais aprovada e consolidada pelo Comitê Executivo do MDL e que se encontra à disposição dos usuários no site do UNFCCC. Uma maior precisão poderia ser adotada separando-se os projetos com potência superior a 15MW daqueles chamados de pequena escala, ou seja, aqueles com potências instaladas inferiores a 15 MW, para os quais se pode aplicar uma metodologia mais simplificada.

Descrição geral da metodologia selecionada

O Comitê Executivo do MDL consolidou, em setembro de 2004, uma metodologia de linha de base para projetos de geração de energia elétrica, oriunda de fontes renováveis de energia, conectadas à rede, com base em oito metodologias anteriormente submetidas e aprovadas pelo Comitê. Entre essas metodologias estão três fazendas eólicas, dois aproveitamentos hidrelétricos, duas usinas de cogeração, a partir de bagaço de cana e uma planta de geotermia.

A metodologia é aplicável a projetos de renováveis conectados a rede a saber:

- Hidrelétricas a fio d'água ou com reservatórios existentes em que não haja aumento do volume do reservatório (repotencialização);
- Fontes eólicas;
- Fontes geotérmicas;
- Fontes solares;
- Fontes de marés e ondas

A referida metodologia não se aplica para substituição de combustíveis fósseis por renováveis no ponto de geração. Além disso, as fronteiras geográficas e do sistema elétrico da rede onde se dará a interconexão devem ser claramente identificadas e as informações sobre a rede disponibilizadas. O

limite do sistema elétrico onde o projeto se conecta deve ser aquele em que as plantas não podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão e deve ser aplicada em conjunto com a metodologia de monitoramento associada a ela.

O fator de emissão da linha de base (EF_y)⁵ é calculado pela combinação do fator de emissão encontrado para a margem operacional (OM), que considera basicamente as emissões históricas com aquele calculado para a margem construída (CM), que busca desenhar a tendência das emissões futuras). Os cálculos para a determinação do fator de emissão da linha de base devem ser baseados em dados de uma fonte oficial e disponibilizados publicamente. Estabelecida a fonte dos dados e/ou as informações a partir das quais os fatores de emissões das plantas componentes do sistema foram determinados, calcula-se:

1. O fator de emissão da margem operacional ($EF_{OM,y}$);
2. O fator de emissão da margem construída ($EF_{BM,y}$);
3. O fator de emissão da linha de base (EF_y).

Para cálculo do $EF_{OM,y}$ as fontes de energia (incluindo as importações) devem ser separadas em fontes despachadas na base (low operating costs/must run resources) e as outras fontes (normalmente fósseis). Um fator λ , definido na metodologia, calcula o percentual das fontes despachadas na base. Para a realização do presente estudo optou-se pela aplicação da Margem Operacional Ajustada⁶.

Para o cálculo de $EF_{BM,y}$, a metodologia determina que se deve usar um grupo de plantas m , que congreguem 20% da geração (em MWh), a ser formado com base nas informações disponíveis sobre as cinco plantas que tenham sido mais recentemente construídas ou sobre as novas adições de usinas previstas pelo planejamento do setor para ampliar a capacidade instalada do sistema interligado. É recomendável que se use a opção que represente a maior quantidade de geração anual. Projetos registrados no âmbito do MDL não devem ser incluídos no grupo m .

EF_y é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão da margem operacional $EF_{OM,y}$ e o da margem construída $EF_{BM,y}$:

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad (1)$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , são iguais, a menos que se justifique o contrário.

EF_y , assim como $EF_{OM,y}$ e $EF_{BM,y}$ serão dados em tCO₂/MWh. Valores alternativos de w_{OM} e w_{BM} poderão ser usados desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$, e justificados, com evidências, para posterior decisão pelo Comitê Executivo do MDL.

Os projetos de renováveis conectados a rede basicamente reduzem as emissões de dióxido de carbono oriundas da geração com combustíveis fósseis. O valor final das reduções de emissões ER_y no ano y é dado pela fórmula:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (2)$$

Onde as emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂) resultam do produto do fator de emissão da linha de base EF_y , em tCO₂/MWh, tal como calculado em (1) multiplicado pela energia gerada pelo projeto conectado à rede, menos as emissões do projeto de energia renovável (PE_y), que em geral é zero, menos eventuais vazamentos (L_y).

As principais causas de vazamentos no contexto de projetos do setor elétrico são aquelas oriundas da construção das plantas, manejo de combustíveis (extração, processamento e transporte) e inundações de terras (no caso de hidrelétricas). Entretanto, estas emissões não devem ser contabilizadas no contexto de aplicação desta metodologia se respeitadas suas condições de aplicabilidade.

Ora, como as parcelas PE_y e L_y são iguais a zero no âmbito do presente trabalho, então:

$$ER_y = BE_y \quad (3)$$

⁵ Linha de base ou cenário de referência é a emissão de gases de efeito estufa (GEEs) que provavelmente ocorreria no SIN na ausência das atividades dos projetos a serem implementados pelo PROINFA.

⁶ Esse é o método de cálculo recomendado para sistemas hidrotérmicos que são predominantemente hídricos como é o caso do SIN. Para maiores detalhes sobre os cálculos deve-se recorrer a metodologia ACM0002 consolidada pelo IPCC.

Aplicação da ACM0002 ao PROINFA

Para a aplicação da metodologia ACM0002 ao PROINFA o artigo parte dos seguintes pressupostos:

A metodologia não se aplica para PCH's que impliquem na construção de novos reservatórios ou projetos de geração a partir de biomassa. Em ambos os casos deverão ser feitos alguns ajustes para aplicação da metodologia;

Para simplificar, desconsiderou-se eventuais emissões de reservatórios de PCHs e de plantas de biomassa que envolvem apenas a utilização de resíduos de plantações já existentes que se decomporiam ou seriam queimadas.

Considerou-se zero o fator de emissões das importações entre sistemas já que os sistemas nunca importam mais de 20% da energia requerida. As exportações de energia para outros sistemas não foram subtraídas dos dados de geração usados para calcular as taxas de emissões dos subsistemas exportadores.

Como não foi possível obter o consumo de combustível por planta, utilizou-se o dado agregado do consumo de combustível por tipo e a geração total de energia do conjunto de plantas que usam o mesmo combustível.

Os dados de geração de energia elétrica para os anos 2002, 2003 e 2004, necessários ao cálculo do $EF_{OM,y}$, foram obtidos junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS disponibilizou a geração horária total e para cada subsistema no Sistema Interligado Nacional – SIN, para cada um dos três anos. Com estes dados montou-se a curva de duração de carga para calcular λ . O ONS disponibilizou ainda a geração de energia elétrica total, a cada ano, por subsistema e por fonte de combustível no SIN. Além disso, adotou-se que a proporção da energia produzida em Itaipu destinada para o SE/CO e Sul era de 82% e 18%, respectivamente. A Tabela 4 mostra os dados da produção total por origem (em GWh), entre 2002 e 2004. A Tabela 5 apresenta o total da geração por tipo de combustível para o mesmo período.

Tabela 4: Produção total por subsistema e por fonte (GWh) – 2002 a 2004.

Sistema	Hidráulica			Térmica		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
SE/CO	145.955,32	142.806,52	119.753,11	20.773,72	20.511,89	22.741,55
SUL	46.817,83	42.616,88	51.379,86	9.143,17	7.173,00	8.268,86
S/SE/CO	192.773,15	185.423,40	171.132,97	29.916,89	27.684,89	31.010,41
ITAIPU	83.788,31	83.007,18	76.899,82			
ITAIPU 18% Sul	15.081,90	14.941,29	13.841,97			
ITAIPU 82% SE/CO	68.706,41	68.065,89	63.057,85			
SE/CO + ITAIPU 82%	214.661,73	210.872,41	182.810,96			
SUL + ITAIPU 18%	61.899,73	57.558,17	65.221,83			
S/SE/CO+IT	276.561,46	268.430,58	248.032,79	29.916,89	27.684,89	31.010,41
NE	45.236,78	40.865,20	41.349,45	3.242,65	1.009,41	275,71
N	30.168,51	27.526,37	26.035,21	0,00	0,00	0,00
N+NE	75.405,29	68.391,58	67.384,66	3.242,65	1.009,41	275,71
Sistema	351.966,75	336.822,16	315.417,45	33.159,5	28.694,3	31.286,11

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Os coeficientes de emissão de CO₂ dos combustíveis fósseis utilizados nas usinas térmicas que operam no SIN foram calculados pela aplicação direta da fórmula proposta na metodologia ACM0002, a saber:

$$COEF_i = NVC_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad (4)$$

Os valores do poder calorífico inferior (NVC_i) de cada fonte térmica foram retirados do Balanço Energético Nacional – BEN. Os fatores de oxidação dos combustíveis ($OXID_i$) e fatores de emissão de CO₂ por unidade de energia ($EF_{CO_2,i}$) foram retirados do Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Reference Manual (Volume 3).

Tabela 5 - Produção total por tipo de combustível (GWh)

Origem	2002	2003	2004
Hidrelétrica	238.517,6	253.815,0	268.178,4
Itaipu	76.899,8	83.007,2	83.788,3
Óleo Diesel	43,8	0,0	0,0
Óleo Combustível	3.371,6	863,5	382,2
Gás Natural	8.929,2	9.182,0	14.449,9
Carvão	5.062,1	5.239,3	6.346,1
Nuclear	13.849,5	13.357,9	11.582,6
Total	346.673,6	365.465,0	384.727,6
Emergencial	24,8	51,5	398,7
Copene/Relan	5,2	0,0	0,0
Total Geral	346.703,6	365.516,4	385.126,3

Fonte: ONS.

Feitas as equivalências de unidades para os poderes caloríficos inferiores e os cálculos do fator de emissão de CO₂ por unidade de energia produzida, para cada combustível, foi possível calcular o coeficiente de emissão de CO₂ por unidade de massa ou volume de combustível utilizado, como mostra a tabela 6.

Tabela 6 - Fator de emissão de CO₂

COEF_{ij}

	CO ₂	Unidade
Gás Natural	2,057	kgCO ₂ /m ³
Óleo Combustível	3,075	kgCO ₂ /kg
Carvão	3,062	kgCO ₂ /kg
Óleo Diesel	3,101	Kg CO ₂ / Kg

Fonte: elaboração própria

Os lambdas (λ) para os anos de 2002, 2003 e 2004 e para cada subsistema foram calculados aplicando-se diretamente a equação proposta pela metodologia ACM0002. Os dados das curvas de carga foram fornecidos pelo ONS. A Tabela 7 apresenta os valores encontrados para λ nos diversos subsistemas para os três anos mencionados.

Tabela 7: Valores de λ por Subsistema e Ano.

	λ_{2002}	λ_{2003}	λ_{2004}
SIN	0,5220	0,5354	0,5081
SUL	0,3595	0,4632	0,4957
Nordeste	0,8820	0,6767	0,4559
SE / CO	0,5745	0,8511	0,5603
Norte	1,00	1,00	1,00

Fonte: elaboração própria

Com base nas informações da Tabela 5 e nos dados do Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica – SIESE, referentes ao ano de 2002 e 2003, obteve-se a quantidade de combustível utilizado na geração de energia elétrica para cada combustível de fonte fóssil despachada no Sistema Interligado Nacional – SIN e em cada subsistema. Aplicando estes dados e os apresentados anteriormente nas fórmulas prescritas na metodologia ACM0002, calculou-se os EFOM, para cada subsistema do SIN. A tabela 8 apresenta sinteticamente estes valores.

Observa-se que o fator de emissão do subsistema Norte é zero, porque sendo valor encontrado para λ lambda (λ) no subsistema Norte igual a 1 – toda a energia despachada é de fonte hidrelétrica então o fator de emissão EF_{OMN} = 0.

Tabela 8 - Fatores de Emissão, em tCO₂/MWh.

(tCO ₂ / MWh)	EF _{OM,2002}	EF _{OM,2003}	EF _{OM,2004}
SIN	0,484	0,519	0,509
SUL	1,044	1,004	0,908
NORDESTE	0,050	0,137	0,232
SE / CO	0,139	0,066	0,194

Fonte: elaboração própria

Para o cálculo do valor de EF_{BM,y}, o grupo de plantas m foi estabelecido a partir dos dados das usinas mais recentemente adicionadas ao sistema interligado, buscando atingir a meta de 20% da geração (em MWh), de forma regressiva a partir de 2004. Para os anos 2002 e 2003 os dados foram obtidos no site do ONS. Para o ano de 2004 as informações foram fornecidas diretamente pelo ONS. Na tabela 9 são apresentados os dados síntese de geração térmica e total em cada subsistema e os valores finais de λ , ou seja, o fator de emissão da Margem Construída. O cálculo da quantidade de combustível foi estimado a partir de padrões internacionais de eficiência apresentados pelos fabricantes de geradores. Adotou-se 50% para as turbinas a gás natural e 30% para turbinas a carvão, o que representou um pequeno acréscimo em relação à eficiência observada em 2003, disponibilizados pelo MME, através do SIESE.

Tabela 9: Margem Construída Grupo de Plantas m Consideradas

	Geração Térmica (GWh)	Geração Total (GWh)	EF (ton CO ₂ /MWh)
SE/CO	6.235,37	39.483,28	0,0705
NE	2.767,00	4.804,30	0,2573
S	132,00	12.209,00	0,0048
SIN	9.134,37	56.496,58	0,0722

Fonte: elaboração própria

O valor final do fator de emissão, dado por $EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$ é apresentado a seguir na Tabela 10.

Tabela 10 – Fatores de Emissões Subsistemas

	NE	SE/CO	Sul	Norte
Margem Operacional	0,146	0,133	0,985	0
Margem Construída	0,257	0,071	0,005	0
Fator de Emissão	0,202	0,102	0,495	0

Fonte: elaboração própria

Potencial de Geração de Créditos de Carbono com as Atividades dos Projetos do PROINFA

Considerando os fatores de emissões (EFs) da tabela 8 e as energias de referência do PROINFA informadas pelo MME, as reduções das emissões no SIN poderão atingir um volume superior a 2,8 milhões de tonCO₂/ano. O sistema Sul responderá por mais da metade desse total, 1,58 milhão de tonCO₂/ano, 55%, aproximadamente, seguido do subsistema SE/CO com 681,6 mil tonCO₂/ano, 24% e do subsistema Nordeste com 598 mil tonCO₂/ano, com 21%. A Tabela 11 sintetiza os resultados encontrados.

As receitas provenientes de eventuais transações com os créditos de carbono associados aos empreendimentos do PROINFA dependerão dos preços que serão pagos pela tonelada evitada no

momento da comercialização desses créditos. Assumindo-se um valor de US\$ 15,00 por tonelada de CO₂ pode-se chegar a uma receita anual total da ordem de R\$ 86 milhões.

Analisando-se quanto representariam essas receitas sobre o total dos incentivos embutidos na compra da energia gerada pelas atividades dos projetos do PROINFA, determinados pela diferença entre o preço de mercado da energia, em torno de R\$ 80,00/MWh e os valores econômicos das diferentes tecnologias (VETs), que foram adotados pela Eletrobrás nos contratos de compra de energia celebrados com os produtores, pode-se demonstrar que as receitas provenientes das vendas dos créditos de carbono representariam algo em torno de 12% do total dos recursos destinados pela conta PROINFA, a título de subsídios, para o programa.

Tabela 11: Emissões (tonCO₂).

SUBSISTEMA	PCH	Eólica	Biomassa	Total Emissões
NORTE	-	-	-	
NE	42.946,21	466.850,08	88.294,81	598.091,09
SE/CO	468.497,73	35.947,15	177.188,28	681.633,16
SUL	693.659,84	562.396,23	321.936,12	1.577.992,19
Total Emissões	1.205.103,78	1.065.193,45	587.419,21	2.857.716,44

Fonte: elaboração própria.

Simulação dos níveis de emissão levando em conta o Leilão de Energia Nova.

Pretende-se aqui fazer uma variação na metodologia aprovada e estimar o fator de emissão da margem construída (EFBM,y), baseando-se não na informação disponível sobre as novas adições, mais recentes, de capacidade instalada, que congreguem 20% da geração (em MWh), no ano de submissão dos projetos ao Comitê Executivo do MDL, mas nos resultados do leilão da energia nova, que reflete o comportamento das novas adições entre 2008 e 2010. Para atingir os 20% prescritos na metodologia, completou-se o elenco de novas obras com aquelas indicadas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, recentemente submetido a consulta pública pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Deve-se enfatizar que nesta parte do projeto não se calculou os fatores de emissão por sub-sistema, mas apenas para o SIN.

O primeiro leilão de energia nova, realizado no dia 16 de dezembro de 2005, promoveu a negociação de 49 empreendimentos, configurando um volume total de 3.284 MW médios contratados. Os contratos que serão firmados entre os empreendedores e as empresas distribuidoras inscritas terão suas atividades de projeto implantadas entre 2008 e 2010. Das 49 usinas negociadas, 20 delas são novas (11 hidrelétricas e 9 termelétricas). Os demais empreendimentos são ampliações de projetos já instalados.

Para completar os 20% de energia adicional exigidos na metodologia foram considerados empreendimentos caracterizados como configuração de referência dentro do cenário de expansão elétrica descrito no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015. Para o cálculo dos coeficientes da margem construída incorporou-se os empreendimentos despachados a partir 2010, em ordem cronológica inversa. A energia destes empreendimentos foi adicionada ao resultado do leilão de energia nova.

As tabelas 12 a 14 apresentam o resultado do leilão da energia nova e os empreendimentos listados no Plano Decenal e utilizados para compor o conjunto de plantas m, necessárias para estimar o fator de emissão da margem construída

Tabela 12: Resultado do leilão de energia nova 2005.

Hidrelétricas	
Tipo	Energia Contratada (MWmed)
Hidroeletricidade	1006,0
Termoelétricas	
Combustível	Energia Contratada (MWmed)
Óleo Diesel	163,5
Óleo Combustível	87,5
Gás Natural	1.391,0
Bagaço de Cana	38,0
Carvão	546,0
Bagaço	52,0
Total Termo	2.278,0
Total leilão 2005	3.284,0

Fonte: EPE

Tabela 13: Empreendimentos Hidroelétricos listados no PDEEE

Aproveitamento	Potência (MW)	Data	Total Energia Gerada (TWh)
Salto	108	jan/09	1,41912
Salto do Rio Verdinho	93	jan/09	1,22202
Barra de Brauná	39	fev/09	0,48789
Barra dos Coqueiros	90	abr/09	1,0287
Caçu	65	abr/09	0,74295
Olho D'água	33	jun/09	0,32373
Monjolinho	67	jan/10	0,44019
Baú I	110,1	fev/10	0,653994
Total			6,318594

Fonte: PDE 2006 – 2015

Tabela 14: Empreendimentos Termelétricos listados no PDEEE

Usina	Combustível	Potência (Mw)	Data	Total Energia Gerada (TWh)
Vale do Açú	Gás Natural	340	mar/07	8,5374
Canoas	Gás Natural	160	jan/08	3,1536
		90	jan/08	1,7739
Biomassa LEN 2005	Biomassa	267	nov/08	3,79674
Araucária	Gás Natural	469	dez/08	6,16266
Total				23,4243

Fonte: PDE 2006 – 2015

Como não é possível obter o consumo de combustível dos empreendimentos do leilão de energia nova e dos empreendimentos listados no PDEEE, a quantidade de combustível para a geração de energia a gás natural foi estimada, através de uma equivalência ao ano de 2003, utilizando-se os dados do SIESE 2003. Para tanto, calculou-se uma constante, dividindo-se o consumo de combustível pela geração de energia, por subsistema, referentes ao ano de 2003. Para os demais combustíveis foram consideradas as constantes estabelecidas na resolução normativa 146 da ANEEL, 14 de fevereiro de 2005. Para adequar a unidade de medida do óleo diesel foi utilizada a densidade média de 0,85 kg/l. A Tabela 15 apresenta as constantes utilizadas no cálculo dos diversos combustíveis.

Tabela 15: Constantes utilizadas nos cálculos do consumo de combustível.

Gás Natural	0,22	m ³ /kWh
Óleo Combustível	0,38	Kg/kWh
Carvão	0,79	Kg/kWh
Óleo Diesel	0,255	Kg/kWh

Fonte: elaboração própria

Considerando o consumo de energia do SIN no ano de 2005, de 339 TWh, conforme previsto no PDEEE 2006-2015, a quantidade de combustível estimada a partir dos coeficientes acima e da energia gerada pelos empreendimentos considerados, estimou-se o fator de emissão para a margem construída em 0,099 tonCO₂/MWh. Este número reflete um aumento no fator de emissão calculado para o período 2002-2004 em 35%. Usando a mesma margem operacional anterior, calculou-se o fator de emissão do SIN. Com este novo valor as reduções de emissões no SIN, com a implementação do PROINFA seriam acrescidas em mais de um milhão de toneladas de CO₂, anualmente.

Estes números apontam no sentido de uma tendência de elevação das emissões de gases de efeito estufa da matriz elétrica brasileira, em contradição com os esforços de muitos países no mundo, em particular dos signatários do Protocolo de Quioto para uma reduzirem suas emissões de GEEs.

O Brasil possui condições especiais para inverter o pelo menos reduzir essa nova tendência de elevação das emissões de uma maneira sadia e sustentável com a retomada do PROINFA, na sua segunda fase. Os créditos auferidos com a venda dos créditos de carbono poderiam superar um quarto dos subsídios necessários à implementação do programa. Isto sem levar em conta as reduções de custo de uma eventual segunda fase em função de ganhos de escala, produção local de equipamentos e redução dos custos de aprendizagem.

Conclusões

A aplicação da metodologia consolidada ACM 0002 revelou-se razoavelmente adequada para determinar os atuais fatores de emissão (EFs) dos gases de efeito estufa (GEEs) do SIN e seus subsistemas e o potencial de geração de créditos de carbono provenientes das atividades dos projetos a serem implementados no âmbito do PROINFA. Destaca-se, no entanto, que em função de algumas limitações associadas à disponibilidade de dados e/ou relacionadas ao período de análise das informações, 2002 – 2004, os parâmetros definidos pela metodologia ACM 0002 para determinar a margem operacional e a margem construída não foram integralmente atendidos. Com efeito, mesmo levando-se em conta toda a energia proveniente dos empreendimentos construídos entre 2002 e 2004 não foi possível atingir o percentual de 20% definidos pela metodologia como patamar para a determinação da margem construída. Do mesmo modo, na definição dos fatores de emissão da margem operacional desconsiderou-se as gerações das usinas térmicas eventualmente despachadas na base por inflexibilidades e/ou razões elétricas.

Os fatores de emissão encontrados para a margem construída, cujos valores são baixos, muito provavelmente estão fortemente influenciados por três razões principais: primeiro, o racionamento que baixou o consumo de energia do país em, aproximadamente, 20%. Segundo, pelo fato de que o período subsequente ao racionamento caracterizou-se por uma alta hidraulicidade das bacias hidrográficas que integram o SIN. Finalmente, o fato de que ao longo desse período, foi também muito pequeno o crescimento do PIB. Nessas condições, o valor da margem construída encontrado pode, devido a essas circunstâncias, está subestimado.

Além disso, o período caracterizou-se pela reorientação da política governamental de expansão do parque elétrico nacional em favor dos empreendimentos hidrelétricos. Até o racionamento havia uma clara tendência de privilegiar o uso de tecnologias que utilizam o gás natural, inclusive com o estabelecimento de metas de penetração do gás natural na matriz do setor elétrico. Entretanto, apesar dessa opção inicial de priorização das hidrelétricas, tanto o leilão de energia nova realizado em dezembro/2005 como os empreendimentos listados no PDEEE apontam para o crescimento da geração de energia oriunda das usinas térmicas, a ser incorporada ao sistema entre 2008 e 2010

A implementação da 1ª etapa do PROINFA deverá resultar numa redução das emissões dos GEEs no SIN da ordem de 2,8 milhões de toneladas de CO₂ por ano. Tomando-se por base o valor de R\$30,00/tonCO₂ evitado, estimou-se uma receita média anual de R\$ 87 milhões. O subsistema SE/CO, embora seja responsável por cerca de 50% da energia contratada aos empreendimentos do PROINFA, reduzirá apenas 24% das emissões. Inversamente, o subsistema Sul, com geração que representa 24% do total será responsável por 55% das reduções nas emissões. Basicamente esse comportamento se

deve aos fatores de emissão do SE/CO e do Sul. Enquanto o primeiro é de apenas 0,102tonCO₂/MWh o do subsistema Sul é mais quatro vezes superior, de 0,495tonCO₂/MWh. O subsistema NE mantém certa proporcionalidade entre a geração de energia e de redução das emissões, com 21%.

Reconhece-se que é elevado o grau de dificuldade envolvido para definir uma metodologia que expresse de forma aceitável e confiável o comportamento das emissões dos gases efeito estufa no SIN, em função das enormes incertezas associadas ao despacho das usinas térmicas. No entanto, e apesar disso, o setor elétrico, ao elaborar o Plano Decenal de Expansão passa a dispor de instrumento capaz enxergar o mercado futuro de energia elétrica e a necessária elevação da capacidade instalada do sistema para atender a demanda.

É por essa razão que nesse artigo buscou-se demonstrar, com base nos resultados de leilão de 2005 e com os empreendimentos planejados no PDEEE, que a metodologia ACM0002 apesar de ser consistente e razoavelmente adequada para definir os fatores de emissão do SIN, necessita de ajustes, sobretudo que levem em conta possíveis e significativas mudanças no mix da geração futura da energia elétrica do SIN.

Com efeito, observou-se um significativo crescimento do fator de emissão da margem construída e o conseqüente aumento das emissões do setor elétrico nacional, revelando-se uma tendência contrária ao seu passado, às necessidades de redução de gases de efeito estufa que o planeta se defronta e a onda de penetração de fontes mais limpas.

De certa forma essa tendência poderia ser reduzida, ou pelo menos contraposta, com a implementação do dispositivo legal ainda em vigor que, através da segunda fase do PROINFA elevaria a penetração das novas renováveis para 10% da matriz elétrica nacional em 2022.

Referências

Bosi, Martina, et al, Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector, OECD/IEA, Paris, 2002.

CDM Executive Board, Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources, 2004.

CDM Executive Board, NM0001 rev: Vale do Rosario Bagasse Cogeneration (VRBC) project in Brazil, CDM Executive Board, Bonn, 2003.

FCCC (Framework Convention on Climate Change), Decision 17/CP.7 Modalities and procedures for a clean development mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol, FCCC, Bonn, 2001.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, 1996.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Good Practice Guidance on GHG Inventory and Uncertainty Management, 2000.

MCT (Ministério de Ciência e Tecnologia), Brazil's Initial National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Ministério de Ciência e Tecnologia, Brasília, 2004.

MME (Ministério de Minas e Energia), Plano Decenal de Expansão – 2003/2012. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2003.

MME (Ministério de Minas e Energia), Plano Nacional de Longo Prazo: Projeção da Matriz – 2022, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2002.

MME (Ministério de Minas e Energia), Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006/2015. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2006.

Moraes, A. P. B. et al. The PROINFA Contribution for CO₂ Emission Reduction. RIO 5 – World Climate & Energy Event, Rio de Janeiro. Brazil, 15-17 February 2005.

Pereira, Osvaldo, et al. Potencial do Programa e Incentivos de Fontes Alternativas de Energia – PROINFA - para gerar emissões certificadas de redução de CO₂ no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL. Ministério de Minas e Energia, Governo do Brasil. 2005.

Rosa, Luiz, et al, Greenhouse Gas Emissions from Hydropower Reservoirs and Water Quality, COPPE/ Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

Santos, M.A.- Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Hidrelétricas. Ph.D.Thesis, COPPE/Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.