

Textos para Discussão

**Convergência de Agricultura e Energia:
I. Produção de Biomassa Celulósica para
Biocombustíveis e Eletricidade**

Claudinei Andreoli

Hidrogênio e Células a Combustível

Marcelo Linardi

**Emissões de CO₂ Provenientes da
Queima de Combustível**

Comparação dos Valores da IEA e da e&e/MCT

Olga Mafra, Frida Eidelman

Apoio:



Ministério da
Ciência e Tecnologia



Remetente:

Revista - Economia e Energia

Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 - Centro
CEP - 20040-005 Rio de Janeiro - RJ

IMPRESSO
ENVELOPAMENTO AUTORIZADO
PODE SER ABERTO PELA ECT

Economia e Energia

Revista

Apoio:



As Usinas Angra 1 e 2 são responsáveis por mais de 50% da energia consumida no Estado do Rio de Janeiro.

Uma energia limpa que gera empregos e desenvolvimento. Além disso, a Eletronuclear tem projetos de responsabilidade social que privilegiam o bem-estar das comunidades locais, a preservação da natureza e a saúde no trabalho.

Eletronuclear.
A energia do futuro é a energia da gente.

ELETRONUCLEAR
ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S.A.

Eletrobrás
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Ministério de
Minas e Energia

BRASIL
UM PAÍS DE TODOS
GOVERNO FEDERAL

agência3

Apoio:



Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 Centro CEP 20040-005
Rio de Janeiro RJ Tel (21) 2222-4816 Fax 2242-2085
BH: Rua Jornalista Jair Silva, 180 Bairro Anchieta CEP 30310-290
Belo Horizonte MG Tel./Fax (31) 3284-3416
Internet :<http://ecen.com>.

Editor Gráfico: Marcos Alvim

Revista - Economia e Energia e.e.e Economy and Energy
Editor Chefe: Carlos Feu Alvim [feu@ecen.com]

Organização **Economia e Energia - e.e.e - OSCIP**
Diretora Superintendente: Frida Eidelman [frida@ecen.com]



Textos para Discussão

Convergência de Agricultura e Energia: I. Produção de Biomassa Celulósica para Biocombustíveis e Eletricidade

Claudinei Andreoli pág. 03

O uso da biomassa para uso energético aumenta a demanda de matéria seca que deve suprir os usos energético e tradicional. Uma nova estratégia de energia deve ser incluída para maximizar a absorção e o uso da luz e CO₂ disponíveis nas terras agricultáveis e aumentar a eficiência do uso de insumos.

Hidrogênio e Células a Combustível

Marcelo Linardi pág. 16

Quando se ouve falar em hidrogênio vem à mente, de imediato, a idéia de uma fonte renovável e limpa de energia. Não é bem assim. Esta idéia somente é verdadeira se o hidrogênio for obtido de fonte renovável. Um novo equipamento, célula a combustível, vai tornando realidade o que está sendo chamado de “A Economia do Hidrogênio”, que abrange um vasto campo tecnológico e econômico. O gás natural deverá fazer, como fonte principal de hidrogênio nas próximas décadas, uma ponte entre o hidrogênio de origem fóssil e o de origem renovável.

Emissões de CO₂ Provenientes da Queima de Combustível Comparação entre os Valores da IEA e os da e&e/MCT

Olga Mafra, Frida Eidelman pág. 34

A OSCIP *Economia e Energia* realizou, em convênio com o MCT, uma apuração das emissões energéticas de gases de efeito estufa para o período 1970 a 2006. Usou-se na apuração o Balanço de Carbono apoiado em um *software* onde os dados energéticos do BEN EPE/MME são acoplados a coeficientes extraídos do primeiro Inventário Nacional de Emissões elaborado pelo MCT (período 1990/1994). As emissões de CO₂ apuradas são diretamente comparáveis com as obtidas pela Agência Internacional de Energia. Comparações da emissão total, por energético e por setores revelaram um acordo bastante satisfatório nos vários anos considerados.

SUMÁRIO

Convergência de Agricultura e Energia: I. Produção de Biomassa Celulósica para Biocombustíveis e Eletricidade	3
Introdução.....	4
Etanol Celulósico de Cana e de Milho	6
Biomassa Celulósica para Produção de Energia Elétrica	7
Cogeração de Energia de Bagaço de Cana e de Capim Elefante.....	8
Pesquisa, Desenvolvimento e Políticas para Alcançar as Metas	9
Foco I: Validação dos Recursos Naturais.....	11
Foco II. Sistemas Agronômicos	11
Foco III. Desenvolvimento da Cultura	11
Foco IV. Logística no Fornecimento de Matéria Prima	12
Foco V. Educação e Extensão	13
Referências	13
Hidrogênio e Células a Combustível	15
Introdução.....	15
O Hidrogênio.....	15
A Economia do Hidrogênio.....	16
A Célula a Combustível	18
O IPHE (International Partnership for the Hydrogen Economy).....	23
O Programa Brasileiro de Célula a Combustível e Hidrogênio.....	25
O Bio-Hidrogênio no Brasil	27
O Programa do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN.....	29
Conclusões	30
Bibliografia.....	31
Emissões de CO₂ Provenientes da Queima de Combustível	33
Introdução.....	33
Comparação dos Resultados Top-Down	34
Comparação de Emissões por Combustível e por Setor na Abordagem Bottom-Up.....	36
Conclusão	40

Convergência de Agricultura e Energia: I. Produção de Biomassa Celulósica para Biocombustíveis e Eletricidade

Claudinei Andreoli¹

Resumo: A demanda de biomassa para produção de biocombustível aumentará drasticamente a quantidade de matéria seca das culturas exigida para suprir o uso tradicional e a nova demanda de energia. Simplesmente ajustar a alocação de biomassa das demandas competitivas atuais não gerará material suficiente para alcançar as metas renováveis. Uma nova estratégia de energia deve ser incluída para maximizar a absorção e o uso da luz e CO₂ disponíveis nas terras agricultáveis e aumentar a eficiência do uso de insumos. Políticas bem trabalhadas e esforços educacionais estimularão uma rápida adoção das tecnologias agrônômicas atuais para expandir a produtividade e o uso eficiente de insumos. Para avançar o sistema agro ecológico de produção, além do atingível com práticas existentes, novos conhecimentos e informações, novos sistemas e novos recursos genéticos deverão ser criados sendo que incentivos para descobertas contínuas devem ser metas do programa.

Palavras-chave: biocombustível, biomassa, recursos genéticos, petróleo, energia.

Abstract: Demand for biofuel feedstock will dramatically increase the amount of crop dry matter required to satisfy both its traditional use and new demand. Simply adjusting the allocation of crop biomass among competing demands will not accommodate enough feedstock to achieve renewable goals. A new energy strategy must include maximizing the capture and use of light and CO₂ available on arable land and then increase the efficiency of input use of the dry matter. Effective policies and educational efforts will stimulate rapid adoption of current agronomic technologies to expand the productivity and efficiency use of input. In order to advance agro-ecosystem production beyond that achievable with existing practices, new knowledge, new systems, and new genetic resources must be created, and incentives for continued discovery must be provided.

Keywords: biofuels, biomass, genetic resources, petrol, energy.

¹ Engenheiro Agrônomo, Pesquisador, Embrapa Soja, Caixa Postal 231, Londrina, PR – CEP 86.001-970.
Email: andreoli@cnpso.embrapa.br

Introdução

A queda do suprimento de petróleo e as preocupações com o aquecimento global têm gerado um novo cenário mundial de demanda de energia. A substituição do sistema de energia fóssil por novas estratégias econômica e ambientalmente sustentáveis continua crescendo, especialmente com fontes de energia tradicionais mais caras. Várias agências governamentais e grupos de trabalhos têm planejado diminuir, em curto prazo, o consumo de combustível fóssil substituindo por energia renovável (BUSH, 2007; FOUST et al., 2007; PERLACK et al., 2005; SMITH et al., 2004). O alinhamento e a continuidade destas metas estão ilustrados na Figura 1.

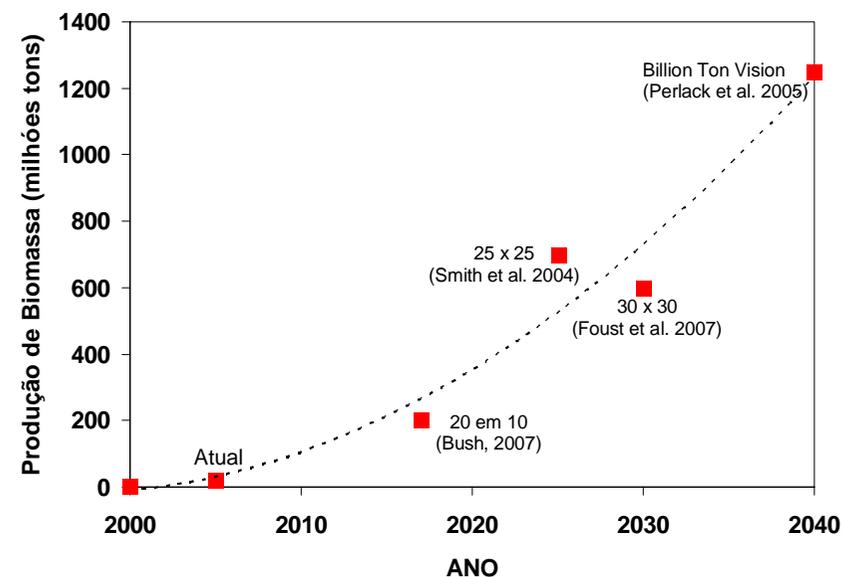


Figura 1. Todos os trabalhos concluem que as quantidades de biomassa exigidas para alcançar as metas de biocombustíveis são muito maiores que a quantidade de biomassa atual colhida para produção de energia.

A produção atual de biocombustível no Brasil e nos Estados Unidos recai principalmente na conversão de cana e milho em etanol, respectivamente. No entanto, a produção de etanol e outros biocombustíveis está se expandindo mais intensamente do que aqueles produzidos de grãos como matéria prima.

A administração de Bush definiu um quadro de tecnologias recomendadas, processos e práticas para a produção de energia de biomassa que busca melhoria na taxa de conversão e maior eficiência no uso de energia. O plano também se compromete o sentido que uma porção significativa do abastecimento de energia da nação em 2017, em especial combustível para transporte, virá da conversão de biomassa em combustíveis líquidos. Considerando apenas a contribuição de combustíveis derivados de biomassa, aproximadamente 250 milhões de toneladas de grãos e biomassa celulósica, por ano, serão necessárias para alcançar a meta de 10 anos, e 650 a 700 milhões de toneladas/ano de biomassa para atingir a meta de 2025 (Figura 1). Para atender essa meta americana com etanol anidro de cana, o Brasil precisaria aumentar em 10 vezes a área de cana nos próximos 10 anos.

O etanol produzido de cana, no Brasil, e de grão de milho, nos Estados Unidos, foram os primeiros passos para introduzir a energia renovável no sistema de combustível. Os maiores problemas são o impacto atual nos preços dos alimentos, a capacidade de produção planejada e a disponibilidade de milho para usos tradicionais. Produção de biocombustíveis, em grande escala, exigirá muito mais fontes de matéria prima do que o milho e cana, e o etanol celulósico vem para preencher essa lacuna (PERLACK et al., 2005). A enorme quantidade de biomassa necessária para acompanhar essas metas (Figura 1) não está atualmente disponível. Entretanto, projeções otimistas de alguns relatórios indicam sistema de produção futuro capaz de atender à demanda de biomassa projetada (PERLACK et al., 2005, SMITH et al., 2004). Na verdade, para que as projeções se tornem realidade, práticas de produção, colheita e processamento de biomassa celulósica devem ser sustentáveis e lucrativas para os produtores de biomassa e para as refinarias.

Desenvolvimento, abastecimento e sistemas de conversão da biomassa, melhoramento genético e práticas agrícolas de manejo devem ser melhoradas para atingir o desafio de um sistema agrícola que produza alimento, ração, fibras e combustível. Os obstáculos para a indústria emergente de etanol celulósico são as ineficiências associadas com as práticas de produção da matéria prima, sistema mercadológico e logístico e os processos de conversão (ANDREOLI e SOUZA, 2007). Se a tecnologia dos biocombustíveis não está madura em todos aspectos, da produção até a distribuição final, ela será parcialmente capaz de acomodar as altas de preços de *commodities* que são causadas pelos efeitos da oferta e demanda.

Para a gasolina e etanol de milho, que são tecnologias maduras, o custo da matéria prima compromete 50% do custo de produção (EIA, 2006; SHAPOURI e GALLANGHER, 2004). No caso da cana no estado de São Paulo, a matéria-prima compromete em 60% os custos do etanol. Como a tecnologia de biocombustíveis ainda está nos primórdios, as primeiras refinarias celulósicas comerciais gastaram somente 40% do custo para produzir um galão de etanol de biomassa (FOUST et al., 2007). Os gargalos limitantes são ainda mais problemáticos porque a indústria não depende somente das novas tecnologias de conversão, mas da nova matéria prima e do sistema de entrega, colheita, transporte e processamento. Atualmente, o custo estimado para produzir e entregar grandes quantidades de biomassa celulósica para produção de etanol ultrapassa os 40% do custo estimado de produção do etanol (KUMARA e SOKHANSANJ, 2007). Redução de custo da matéria prima, das tecnologias de produção e logísticas e a conversão celulósica associadas com o amadurecimento da indústria poderão tornar os biocombustíveis mais competitivos. Em médio prazo, todavia, soluções políticas e reguladoras devem ser necessárias para que a produção de etanol de biomassa celulósica se torne o maior componente da matriz energética de transporte.

Etanol Celulósico de Cana e de Milho

A estimativa da produção nacional de cana-de-açúcar é de 475,07 milhões de toneladas, das quais 47% (223,48 milhões de toneladas) são para a fabricação de açúcar e 53% (251,59 milhões de toneladas) para a produção de álcool (CONAB, 2007). Do total da produção nacional de cana-de-açúcar, São Paulo esmagou 58,55% (278,18 milhões de toneladas), sendo a produção total de álcool de 12.144 milhões de litros. A produtividade foi de 86,7 toneladas por ha e o rendimento industrial médio foi de 84 litros por tonelada (CONAB, 2007).

Um hectare de cana produz, de forma econômica e ecologicamente amigável, produz cerca de 7.500 litros de etanol; o milho, nos Estados Unidos, apesar das fortes críticas, produz 3.000 litros de etanol e 3.000 kg de ração animal (DDGS). Para os processos industriais na fabricação de etanol e açúcar, as usinas utilizam cerca de 85 a 87% do bagaço, restando apenas 13 a 15% para a co-geração de energia ou para a produção de etanol. Uma tonelada de cana produz, em média, 84 litros de etanol e 250 kg de bagaço com 50% de umidade (125 kg de matéria seca). Considerando um rendimento de 200 litros de etanol (celulósico) por tonelada de bagaço de cana, uma tonelada de cana acrescentaria apenas 3,75 litros de etanol (125 x 0,15 x 0,20).

Assim, um hectare de cana no estado de São Paulo que produziu, em média, na safra de 2007, 84 toneladas, resultaria num adicional de 315 litros de etanol de celulose por hectare (ANDREOLI, 2007: dados não publicados). Isto significa que grande parte da energia contida na biomassa do bagaço é utilizada nos processos de conversão do caldo em etanol. O etanol brasileiro só é viável porque utiliza o subproduto bagaço como fonte de calor e energia no processo de conversão dos açúcares em etanol (sem custo da matéria-prima para a indústria). Se no Brasil fosse utilizada energia fóssil, como fazem os americanos para produzir etanol de milho, o etanol de cana também seria econômica e ambientalmente inviável.

O mesmo raciocínio lógico também é válido para a biomassa de milho. Se considerarmos uma produtividade de 8.800 kg de grãos por hectare e uma produção de 5.000 kg de matéria seca por hectare, e deixando 75% da palha no solo para reciclagem de carbono orgânico, haveria uma produção de 3.250 litros de etanol de grãos e somente 250 litros de etanol de biomassa por hectare. Para atender a projeção americana de 36 bilhões de galões (136 bilhões de litros), em 2022, seria necessário cultivar e colher 40 milhões de hectares de milho (área plantada em 2007). Por isso, essa corrida do governo americano para buscar novas alternativas de biomassa celulósica.

Biomassa Celulósica para Produção de Energia Elétrica

O Brasil estruturou um setor elétrico com características peculiares em relação a outros países. Há uma predominância de hidroeletricidade na sua matriz energética, garantindo energia limpa, renovável e mais barata (Tabela 1). A geração de biomassa de bagaço de cana corresponde a 2.720 MW, 2,6% do total da matriz energética.

Alguns estudos como o CONSELHO EMPRESARIAL DE ENERGIA (2006), o PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE (2006) e DELFIM NETO (2007) têm indicado com certa insistência a possibilidade de uma nova crise de oferta, ou o racionamento de energia, análoga à *Crise do Apagão* de 2001-02. A oferta não vem crescendo no ritmo desejado e necessário ao crescimento do PIB, dentro de uma média de 4.000 MW ano (CASTRO e BUENO, 2007).

Uma das soluções para reduzir a crise energética é a geração de energia através da biomassa celulósica. Parece que o governo decidiu apostar no potencial do setor e o Ministério de Minas e Energia publicou no mês de dezembro a portaria nº 331, estabelecendo para o dia 15 de abril de 2008 a data do primeiro leilão exclusivo para a

compra e venda de energia de biomassa, a ser produzida em 2010. Mesmo assim, o governo não cobriria a demanda de 4.000 MW ano.

Cogeração de Energia de Bagaço de Cana e de Capim Elefante

Na safra de 2007, a produção de cana destinada para a produção de álcool e açúcar foi de 475 milhões de toneladas (CONAB, 2007). Considerando que uma tonelada de cana produz 250 kg de bagaço a 50% de umidade (125 kg de matéria seca), e um kg de bagaço seco fornece 20 MJ, temos, então, 2.500 MJ/ t. Considerando ainda uma taxa de utilização de 15% do bagaço para cogeração de energia, e uma eficiência térmica de 33%, uma tonelada de cana produz 35 kWh. Isto significa que um hectare de cana gera, em média, no estado de São Paulo 3034 kWk= 3,0 MWh.

Tabela 1. Matriz Energética Brasileira - maio de 2007 (em Nº de usinas, MW e %)¹.

Tipo	Capacidade Instalada		
	Nº de Usinas	(MW)	(%)
Hidroelétrica	643	75.582	71,0%
Gás	102	10.799	10,1%
Petróleo	575	4.442	4,2%
Biomassa	271	3.756	3,5%
Nuclear	2	2.007	1,9%
Carvão Mineral	7	1.415	1,3%
Eólica	15	237	0,2%
Importada		8.170	7,7%
Total	1.615	106.407	100,0%

¹ Fonte: CASTRO e BUENO, 2007.

Portanto, para atender a demanda adicional de energia elétrica anual de 4.000 MW, o setor sucroalcooleiro precisaria produzir e colher, aproximadamente, 4,8 milhões de hectares (400 milhões de

tonelada de cana), ou seja, quase todas as usinas deveriam estar operando na cogeração de energia. As ações de médio e longo prazo descritas na Tabela 2, utilizadas como manual para a produção de biocombustíveis, poderiam ser também usadas no programa de cogeração de energia elétrica através de biomassa. Para atender esta meta as agências governamentais precisam urgentemente decidir quem vai investir nas redes de transmissão e distribuição. A indústria, com certeza, está pronta para encarar o desafio energético na próxima década, e o faz com eficiência e competitividade.

Outro potencial energético adormecido é o capim elefante (*Penisetum purpureum* Schum), uma planta tropical C4 originária da África, da família Poaceae, com grande capacidade de conversão da energia solar em energia química. Com baixo uso de insumos e investimentos, um hectare do capim pode produzir 20 a 25 toneladas de MS, capaz de gerar 450 GJ/ ha, o equivalente a 42 MWh/ ha. O balanço energético líquido do capim elefante é muito superior ao da cana e do milho. As pequenas centrais elétricas (PCE) próximas ao centro urbano poderiam de imediato utilizar a biomassa de capim elefante para geração de energia elétrica. Talvez faltem visão e política por parte dos órgãos públicos, bem como ações de pesquisa para o desenvolvimento da cultura e logística de produção, colheita e transporte. Poucos recursos públicos e privados têm sido destinados para a pesquisa dessa planta energética.

Pesquisa, Desenvolvimento e Políticas para Alcançar as Metas

Atingir as metas energéticas futuras exigirá novos e grandes investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D), bem como política governamental para superar os obstáculos ideológicos, técnicos e econômicos.

A Tabela 2 mostra as ações em pesquisa, desenvolvimento, política e educação para atingir as metas no plano imediato nos próximos 10 anos (230 milhões de toneladas de biomassa/ ano) e no plano futuro para os próximos 20 anos (700 milhões de tonelada). As ações foram focalizadas em diferentes áreas e categorizadas em ações imediatas (dentro de 10 anos) e contínuas (metas de longo prazo, 2030).

Tabela 2. As ações imediatas e contínuas necessárias para cultivar, colher e entregar quantidade de biomassa necessária para produzir etanol dentro das metas.

	AÇÕES	
	Imediata (dentro de 10 anos – 230 milhões t)	Contínua (próximos 20 anos – 700 milhões t)
Validade dos Recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Produzir inventários regionais e estaduais da matéria-prima celulósica atual e projetada. • Expandir o levantamento nacional das culturas para incluir a biomassa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Expandir o levantamento de dados para incluir relatórios geo-espaciais e modelos matemáticos de previsão da biomassa
Sistemas Agrônomicos	<ul style="list-style-type: none"> • Produzir manuais de procedimentos sustentáveis para a retirada de resíduos agrícolas sem violar as práticas agrônômicas e o ambiente. • Desenvolver sistemas agrícolas para redução de custo da biomassa. • Vasto aumento no investimento em pesquisa para desenvolver sistemas que maximizam a produção sustentável da biomassa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Integrar as culturas energéticas e estratégicas de manejo no sistema atual. • Desenvolver sistemas agrícolas para aumentar o sequestro de carbono e melhorar o balanço de energia. • Desenvolver programas de conservação e normas que acomodem e encorajam a produção de biomassa celulósica.
Melhoramento das Plantas	<ul style="list-style-type: none"> • Melhorar as plantas existentes e desenvolver novas plantas com maior rendimento de biomassa e eficiência de conversão. • Investimento no desenvolvimento de germoplasma e em biotecnologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolver plantas com maior capacidade fotossintética e energética, e maior resistência abiótica. • Implementar políticas e programas que facilitem a introdução e uso de novas culturas celulósicas.
Logística e Abastecimento da Matéria Prima	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolver tecnologias de engenharia de produção para reduzir em 25% os custos totais da produção de etanol. • Implementar financiamentos e programas regulatórios que estimulam sistemas de logística mais eficientes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolver um sistema comum de abastecimento de matéria-prima para todas as biomassas celulósicas, para as regiões geográficas e para as tecnologias de conversão.
Educação e Extensão	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolver programas educacionais para treinar a força de trabalho necessária para a bioeconomia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Criar programas educacionais para avançar conhecimentos públicos da nova bioeconomia e as políticas de conversão de energia.

Foco I: Validação dos Recursos Naturais

A validade das estimativas na “Visão de Bilhão de Toneladas” tem sido discutida na literatura (LAL e PIMENTEL, 2007), mas essas estimativas precisam ser checadadas e regionalizadas. A indústria de biocombustível precisará de avaliações atuais e futuras, realísticas e confiáveis, de matérias primas, além de avaliar a estabilidade do fornecimento. Essas avaliações devem ser regionais ou estaduais, além de um levantamento nacional de todas as culturas com rendimento potencial de biomassa. Os inventários confiáveis de biomassa ajudarão o planejamento do agronegócio e das políticas públicas para o desenvolvimento do biocombustível de biomassa.

Foco II. Sistemas Agronômicos

Pesquisas são necessárias para identificar os diferentes sistemas sustentáveis de produção de biomassa. Estas práticas de produção devem manter ou aumentar a fertilidade do solo, produtividade, carbono orgânico do solo (COS) e devem, ainda, controlar a erosão do solo. Para ser uma fonte viável de biomassa, este método de produção precisa também oferecer altas produtividades e alta eficiência do uso de insumo.

Os sistemas agrícolas serão *in loco*, buscando sempre maximizar a eficiência do uso de insumos (luz, água, CO₂, nutrientes e pesticidas) mais adequado para cada local. A chave para o desenvolvimento desses sistemas será a criação da rede de experimentação para os principais sistemas ecos-regionais. Os principais investimentos de pesquisa serão necessários para desenvolver: i) informação e base de dados que orientarão as práticas locais para aumentar rendimentos e carbono orgânico do solo (COS) e controlar a erosão; ii) o uso de sistemas de colheita capazes de coletar biomassa em níveis apropriados nos locais com características diversas.

Foco III. Desenvolvimento da Cultura

Embora progressos possam ser obtidos com a adaptação das culturas e cultivares existentes aos sistemas de produção sustentáveis, ganhos maiores para produzir quantidades de biomassa e etanol para atingir as metas previstas nos próximos 10 e 20 anos (Figura 1) exigirão cultivares especificamente desenvolvidas para essas propostas. Independente de qual seja, novas plantas identificadas para produção de biomassa devem possuir pouco ou nenhum risco de tornarem-se plantas invasoras (CAST, 2007).

Devido ao trabalho dedicado dos “melhoristas”, nos últimos 50 anos, ter sido focado em ganho de rendimento de grão e óleo das *commodities*, como milho e soja, existem poucos trabalhos para melhorar ou desenvolver plantas de biomassa energética. Por exemplo, apesar do USDA ter destacado nos EUA, *switchgrass* (*Panicum spp.* L.) e, no Brasil, o capim elefante (*Penisetum purpureum* L.) como matérias primas proeminentes de biomassa, estas espécies têm tido pouco atenção da comunidade científica pela falta de recursos.

O melhoramento de plantas é um empreendimento de longo prazo, de 12 a 15 anos para o lançamento de uma nova variedade ou híbrido no mercado. Entretanto, o aumento do conhecimento em genética, bioquímica e fisiologia de caracteres específicos, combinado com as ferramentas da biologia molecular, têm potencial de acelerar os processos de melhoramento. Desenvolvimento de novas biomassas para produção de biocombustíveis é necessário, o que exigirá comprometimento e investimento, fundamentais para a construção de massa científica capacitada em genética de plantas, fisiologia, bioquímica, genômicas, melhoramento e sistemas de produção para estas novas e evolutivas plantas energéticas.

Foco IV. Logística no Fornecimento de Matéria Prima

O sistema de logística de colheita, carregamento e transporte envolve as etapas que vão desde as operações necessárias para tirar a biomassa da terra até a bio-refinaria. Coletivamente, estas atividades de pré-processamento representam um dos maiores desafios para o sucesso da indústria. Embora os custos de produção dependam de inúmeros fatores, a produção e a logística da biomassa representam 35 a 65% do custo total do etanol celulósico, enquanto que as operações logísticas podem comprometer entre 50 a 75% destes custos. Se os custos de logística ultrapassarem em 25% os custos totais de produção de etanol celulósico, pouca margem sobrar para os produtores de biomassa e para os industriais.

Os custos de logística variam de região para região, dependendo do clima, sistema de transporte, limite de carga, tipos de biomassa, secagem e armazenamento. Melhoramentos na densidade e no fluxo da biomassa são cruciais para otimizar atividades de manuseio na colheita e no transporte, diminuir gastos com uso de energia fóssil, padronizar os formatos de biomassa e maximizar entradas no sistema de produção de etanol de biomassa.

Foco V. Educação e Extensão

O público precisa de informação para avaliar os custos e benefícios associados com a transição de energia baseada em petróleo para uma economia voltada para os biocombustíveis. Programas de extensão e de educação para as diversas opções de cultivos e práticas para produção de biocombustíveis e colheita serão componentes essenciais para o futuro da energia renovável. Programas educacionais devem incluir todos os aspectos da bioenergia, incluindo o dilema “Energia x Alimentos”, considerações ambientais e ciclo de vida dos retornos de energia líquida. Além disso, o público deve estar alerta para os diferentes combustíveis para transporte, bem como a necessidade de conservação de energia como componente essencial para o sucesso de uma estratégia energética nacional.

Uma economia energética baseada em biocombustível exigirá uma força de trabalho treinada e qualificada para os processos de colheita, transporte e plantas desenhadas para converter biomassa em etanol. Cientistas e engenheiros treinados e capacitados nas multidisciplinas serão necessários para expandir o fornecimento de matéria-prima para atender as metas de 2030. Fomento e suporte público para pesquisa nessas áreas devem ser acrescidos. Como novas culturas e sistemas agrícolas serão desenvolvidos, as Emater e os programas de extensão devem ser treinados para educar os produtores rurais e a cadeia de produção dos novos biocombustíveis.

Referências

- ANDREOLI, C.; SOUZA, P. S. Cana-de-açúcar: a melhor alternativa para conversão de energia solar e fóssil em etanol. **Economia & Energia**, v. 59, p. 26-33, dez. 2006-jan. 2007.
- CASTRO, N. J.; BUENO, D. Os leilões de energia nova: Vetores de crise ou de ajuste entre oferta e demanda. **Economia & Energia**, v. 63, p. 33-48, 2007.
- CONAB. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. 3º levantamento da cana-de-açúcar. <http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/3lev-cana.pdf>. (18 de dezembro de 2007).
- BUSH, G. W. State of the Union Address. 23 de Janeiro de 2007. <http://www.whitehouse.gov/stateoftheunion/2007/initiatives/sotu2007.pdf> (10 dezembro 2007).
- CONSELHO EMPRESARIAL DE ENERGIA. Suprimento Energético - Cenários. Rio de Janeiro, Firjan, 2006.
- COUNCIL FOR AGRICULTURE SCIENCE AND TECHNOLOGY. Biofuels feedstocks: The risk of future invasions. Commentary QTA 2007-1, p. 8, 2007. CAST. Ames Iowa.

- COUNCIL FOR AGRICULTURE SCIENCE AND TECHNOLOGY. Convergence of agriculture and energy: II. Producing cellulosic biomass for biofuels. Commentary QTA 2007-2, p. 8, 2007. CAST. Ames Iowa.
- DELFIN NETO, A. O desafio da energia. *Jornal do Comercio*. São Paulo, 25 de maio de 2007.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). A primer on gasoline prices. National Energy Information Center. Washington, D.C., EIA, 2006. <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsA.asp?> (20 de Novembro de 2007).
- FOUST, T.D.; WOOLEY, R.; SHEELAN, J.; WALLACE, R.; IBSEN, K.; DAYTON, D.; HIMMEL, M.; ASHWORTH, J.; McCORMICK, R.; MELENDEZ, M.; HESS, J.R.; KENNEY, K.; WRIGHT, C.; RADTKE, C.; PERLACK, R.; MIELENZ, J.; WANG, M.; SYNDER, S.; WERP, T. A national laboratory market and technology assessment of the 30 x 30 Scenario. NREL/TP-510-40942, draft publication. “Cellulosic ethanol production”. Section 4, March, <http://30x30workhop.biomass.govtools.us/documents/30x30Section4 Only.pdf> (13 de dezembro de 2007).
- KUMARA, A.A.; SOKHANSANJ, S. Switchgrass (*Panicum virgatum* L.) delivery to a bio-refinery using integrated biomass supply analysis and logistics (IBSAL) model. **Bioresource Technology**, v. 98, p. 1033-1044, 2007.
- LAL, R.; PIMENTEL, D. Biofuels from crop residues. **Soil Tillage Res** v. 93, p. 237-238, 2007.
- LONG, S.P.; ZHU, X -G.; NAIDU, S.L.; ORT, D.R. Can improvement in photosynthesis increase crop yields? **Plant Cell Environ**. V. 29, p. 315-330, 2006.
- PERLACK, R.D.; WRIGHT, L.L.; TURHOLLOW, A.F.; GRAHAM, R.L.; STOKES, B.J.; ERBACH, D.C. Biomass as feedstock for a bionergy and bioproducts industry: The technical feasibility of a Billion-Ton Annual Supply. Department of Energy/GO - 102005-2135, April, 2005.
- PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE: Monitoramento permanente de cenários de oferta e do risco de racionamento. Rio de Janeiro. Instituto Acende Brasil e PRS Consultoria. Abril de 2007.
- SHAPOURI, H.; GALLAGHER, P. USDA’s 2002 ethanol cost-of-production survey. U.S. Department of Agriculture, Office of Energy Policy and News Uses, Agricultural Report Number 841, p. 22, 2005.
- SMITH, J.R.; RICHARDS, W.; ACKER, D.; FLINCHBAUGH, B.; HAHN, R.; HECKS, R.; HORAN, B.; KEPPY, G.; RIDER, A.; VILLWOCK, D.; WYANT, S.; SHEA, E. 25 x 25: Agriculture’s role in ensuring U.S. energy independence – A blueprint for action. 2004. <http://www.25x25.org/storage/25x25/documents/Blueprint.pdf> (10 de dezembro de 2007).

Hidrogênio e Células a Combustível

Marcelo Linardi

mardinardi@ipen.br (*¹)

Introdução

O conceito de um novo equipamento energético chamado Célula a Combustível começa a despertar um interesse cada vez maior na população em geral, deixando de ser um tema restrito à comunidade técnico-científica e empresarial. Este conceito vem sempre associado à crescente preocupação de preservação ambiental, a automóveis elétricos não poluidores e à geração distribuída de energia com maior eficiência. Porém, o conceito de células a combustível é bem mais abrangente, e se insere na chamada “Economia do Hidrogênio”.

O Hidrogênio

O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo. Na Terra o hidrogênio está quase que completamente na forma de compostos, correspondendo, aproximadamente a 70 % da superfície do planeta. Foi identificado pela primeira vez pelo cientista britânico Henry Cavendish em 1776, sendo denominado de “ar inflamável” /RIFKIN 2003/. O gás hidrogênio (H₂) não está presente na natureza em quantidades significativas sendo, portanto, um vetor energético, ou seja, um armazenador de energia. Para sua utilização, energética ou não, ele deve ser extraído de uma fonte primária que o contenha. A energia contida em 1,0 kg de hidrogênio corresponde à energia de 2,75 kg de gasolina. Entretanto, devido à sua massa específica (0,0899 kgNm⁻³ a 0°C e 1 atm), a energia de um litro de hidrogênio equivale à energia de 0,27 litro de gasolina / HOFFMANN 2005/.

A sua obtenção é bastante flexível, sendo esta uma de suas características mais interessantes. Pode ser obtido a partir de energia elétrica (via eletrólise da água), pelas fontes: hidroelétricas, geotérmicas, eólica e solar fotovoltaica, todas geológicas e também da eletricidade de usinas nucleares. Pode ainda ser obtido da energia da biomassa (via reforma catalítica ou gaseificação, seguido de purificação), como: etanol, lixo, rejeitos da agricultura, etc. As fontes de

hidrogênio mais viáveis economicamente são, entretanto, os combustíveis fósseis (via reforma catalítica ou gaseificação, seguido de purificação), como: petróleo, carvão e gás natural. Esta flexibilidade em relação à sua obtenção permite que cada país escolha a melhor maneira de produzir o hidrogênio, segundo suas próprias disponibilidades. Assim, para citar alguns exemplos, a Rússia tem a opção de hidrogênio de origem nuclear /HTEP 2006/; a Argentina, por sua vez, optou pelo hidrogênio de origem eólica /HYFUSEN 2005/ e o Brasil direciona-se para a produção de hidrogênio a partir do bioetanol /MCT 2002/.

Atualmente, as aplicações não energéticas do hidrogênio correspondem a 50%, o refino do petróleo, 40% e aplicações energéticas, 10% / WINTER 2000/. Portanto, a utilização energética do hidrogênio não é uma novidade. Quando se ouve falar em hidrogênio vem à mente, de imediato, a idéia de uma fonte renovável e limpa de energia. Não é bem assim. Esta idéia somente é verdadeira se o hidrogênio for obtido de fonte renovável e, neste caso tem-se o chamado “green hydrogen”. Se a fonte é fóssil, tem-se o chamado “black hydrogen”, que é produzido com emissões nocivas ao meio ambiente. Portanto deve-se ter muito cuidado com conclusões precipitadas sobre este assunto.

A Economia do Hidrogênio

A história da humanidade mostra vários períodos de utilização de diferentes fontes primárias de energia. Assim, pode-se citar a madeira como a primeira fonte primária de energia utilizada pelo homem /MARCHETTI 1990/. Segue-se a este período a era do carvão que, associada a desenvolvimentos tecnológicos, possibilitou a revolução industrial na Inglaterra. Denomina-se de “Economia do Carvão” este período da história, onde a grande parte da energia que alimentava a economia provinha, então, do carvão. Seguiu-se, posteriormente, a “Economia do Petróleo”, que é a que vivemos hoje, conjuntamente com a ascensão da “Economia do Gás Natural”. Interessante notar que houve uma descarbonização progressiva das fontes primárias de energia, sendo o metano, hoje, o mais limpo ambientalmente /BARBIR 2005/. Vive-se também uma crescente “Economia Nuclear”, que tem, entretanto, um crescimento lento devido a fatores de aceitação pública e de não-proliferação /MARCHETTI 1990/. Seu futuro é incerto, embora muitos estudiosos afirmem, com certa razão que, em grande escala, não há como evitar esta forma de produção de energia num futuro próximo /SCHNEIDER 2007//MACDONALD 2004/. Outra observação interessante diz respeito

¹ Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares IPEN/CNEN-SP

à geografia. Todos os recursos naturais de fontes de energia primárias estavam ou estão localizados em certas regiões do planeta, beneficiando, naturalmente, os países destas regiões. Este fato, inevitável, gerou e gera conflitos político-econômicos e até guerras.

Considerando-se que as fontes fósseis são finitas e, portanto, os preços aumentam gradativa e seguramente, que seu consumo é ineficiente sob o ponto de vista energético, que a localização de suas reservas geram conflitos políticos e por fim, mas não menos importante, que a queima destes combustíveis geram emissões nocivas ao meio ambiente (exceto a nuclear), pode-se sonhar com uma “Economia do Hidrogênio”. Projeta-se para a década de 2080 que 90% da energia provirá do hidrogênio /MARCHETTI 1990/. Seguramente, o gás natural fará, como fonte principal de hidrogênio neste período, uma ponte entre o hidrogênio negro e o verde, de origem não fóssil. Por volta de 2080, então, as emissões poluidoras do meio ambiente seriam insignificantes; a eficiência de conversão energética químico/elétrica seria pelo menos o dobro da atual e os conflitos geopolíticos seriam atenuados. Seria este cenário futuro apenas um sonho? Todos os fatores listados acima corroboram com a introdução da “Economia do Hidrogênio” na nossa sociedade. Quais seriam então os pontos críticos para este desenvolvimento? O primeiro que surge é o fato do hidrogênio ser um vetor energético, ou seja, não está disponível na natureza, tendo de ser obtido de uma fonte primária que o contenha, elevando o seu custo, atualmente, a valores não competitivos comercialmente para fins energéticos em grande escala. Outros pontos críticos seriam: a segurança em seu manuseio, seu armazenamento e transporte e, não menos importante, o desenvolvimento e o preço das células a combustível, equipamento mais adequado para sua conversão em energia elétrica (e térmica). O debate é amplo, necessário, e às vezes controverso, mas está aberto à discussão, não só da comunidade científica, como também dos políticos responsáveis pelas ações estratégicas, e de empresários do setor.

Entretanto, podem-se citar alguns consensos sobre a futura economia plena do hidrogênio. A primeira é que ela já começou não se tratando, portanto, de “assunto do futuro”, como se ouve, freqüentemente. As tecnologias de células a combustível, da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio já existem embora ainda não maduras. A degradação do meio ambiente e suas conseqüências, como o aquecimento global é um fato insustentável a médio e longo prazo /IPCC 2000/. Portanto, o que falta para acelerar a introdução desta nova economia no planeta? Resumidamente, redução de custos, tanto da produção de hidrogênio como de células a combustível; amadurecimento destas mesmas tecnologias para aplicações

automotivas, estacionárias e portáteis e instalação de infra-estrutura adequada à sua utilização. Neste ponto uma comparação faz-se útil. Imagine os tempos iniciais da invenção do automóvel. Não havia infra-estrutura para a rolagem dos automóveis, que tinha, por sua vez, preços proibitivos. A gasolina não era nem abundante nem barata e tampouco se encontrava em cada esquina. Pois bem, aproximadamente cem anos depois o automóvel tornou-se acessível, existem estradas para sua rolagem e pode-se abastecê-lo em qualquer lugar, ou seja, aprendemos a lidar com o combustível e, com a produção em massa e o mercado, os preços caíram. Esta mesma curva de aprendizado aplica-se, obviamente, à nova “Economia do Hidrogênio”. Entretanto tem-se que começar com o desenvolvimento tecnológico cedo o suficiente para se colher os frutos no tempo propício.

Uma outra grande mudança ocorrerá com a introdução da “Economia do Hidrogênio”. As células a combustível se prestam à geração distribuída de energia elétrica, com unidades de relativo pequeno porte (alguns Watts até alguns MW), se comparadas com as centrais elétricas atuais (de até milhares de MW) /BARBIR 2006/. Entende-se por geração distribuída de energia elétrica a geração *in loco*, independente da rede, com a compra, então, de um combustível, hidrogênio, ou mais adequadamente, um combustível primário rico em hidrogênio, a ser reformado localmente. Vale aqui outro paralelo: os grandes computadores do início da década de 80 (*main frame*), representando o sistema centralizado atual de produção de energia elétrica, frente aos computadores pessoais de cada cidadão de hoje, representando a geração distribuída de energia elétrica, fato que evita dispendiosas linhas de transmissão, que, conseqüentemente, aumenta a confiabilidade desta energia produzida localmente, evitando, ou minimizando apagões.

Uma observação final nos leva a seguinte reflexão. Como o hidrogênio pode ser obtido de diversas maneiras, qualquer país ou região do planeta pode obtê-lo (ver item **O Hidrogênio** deste artigo). Neste caso, com a introdução da “Economia do Hidrogênio” tem-se pela primeira vez na história da humanidade uma democratização das fontes de energia, que seguramente gerará mais progresso e menos tensões políticas /RIFKIN 2003/.

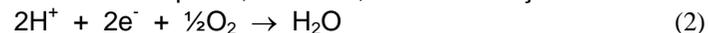
A Célula a Combustível

Células a combustível são, em princípio, baterias, ou seja, conversores diretos de energia química em elétrica e térmica, de funcionamento contínuo (diferentemente das baterias), que produzem

corrente contínua pela combustão eletroquímica a frio de um combustível, geralmente hidrogênio /VIELSTICH 2003/. Assim, considerando-se as células de baixa temperatura de operação em meio ácido, hidrogênio é oxidado a prótons no anodo, liberando elétrons, segundo a reação:



No eletrodo oposto, o catodo, tem-se a reação:



A reação global produz água e calor (exotérmica):



Os eletrodos são condutores eletrônicos permeáveis aos gases reagentes e são separados um do outro por um eletrólito (condutor iônico). O eletrólito pode ser um líquido, um polímero condutor de cátions (geralmente saturado com um líquido) ou um sólido.

Células unitárias apresentam um potencial aberto de 1 a 1,2 V e liberam, sob solitação de 0,5 a 0,7 V DC. Estes valores são, sob o ponto de vista prático, muito baixos. A necessidade de empilhamento em série de várias unidades de células (200 a 300, também chamado módulo) torna-se óbvia, a fim de se obter potenciais práticos da ordem de 150 a 200 V /WENDT 2000/. Uma das vantagens inerente às células a combustível é a sua eficiência relativa ao combustível. A eficiência teórica máxima η de qualquer processo de produção de energia eletroquímica é obtida pelo quociente entre a energia livre de Gibbs (ΔG) e a entalpia total (ΔH), ou seja, a parte da energia total dos reagentes que pode ser convertida em energia elétrica:

$$\eta = \Delta G / \Delta H \quad (4)$$

A eficiência teórica eletroquímica diminui de 86 a 70 % na faixa de temperaturas de 100 a 1000 °C. A eficiência de Carnot, por sua vez, eleva-se de 0 a 70 % na mesma faixa e somente a temperaturas superiores a 1000 °C é maior que a eficiência teórica eletroquímica /APPLEBY 1989/. Portanto, células a combustível a hidrogênio apresentam uma eficiência teórica significativamente maior que máquinas de Carnot, principalmente a baixas temperaturas.

As reações eletródicas das células a combustível envolvem, de uma maneira geral, a ruptura das ligações químicas entre dois átomos de hidrogênio e de oxigênio. A ruptura das moléculas diatômicas H_2 e O_2 requerem uma energia de ativação da mesma ordem de grandeza de suas energias de formação, quando as reações são homogêneas e

ocorrem em fase gasosa /TICIANELLI 2005/. Em células a combustível, entretanto, ambas as reações são heterogêneas e ocorrem na interface eletrodo/eletrólito, sendo catalisadas na superfície do eletrodo.

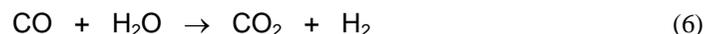
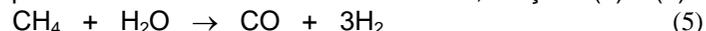
Geralmente, classificam-se os vários tipos de células a combustível pelo tipo de eletrólito utilizado e, conseqüentemente, pela temperatura de operação /VIELSTICH 2003/. Os principais tipos de células de baixa temperatura de operação (de temperatura ambiente até 200°C) são /LINARDI 2002/:

(a) as células alcalinas (*Alkaline Fuel Cell*), ou simplesmente AFC. Este tipo de célula tem, hoje, um papel importante somente em aplicações restritas como naves espaciais ou situações onde há disponibilidade de hidrogênio ultrapuro. Este tipo de célula foi o precursor das células mais modernas;

(b) as células a membrana polimérica trocadora de prótons (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), ou PEMFC e operam na faixa de temperatura ambiente até 80°C. São as mais promissoras como alternativa para a eletrotração, em substituição aos motores a combustão interna. Estas células possuem as vantagens de serem robustas e de fácil acionamento e desligamento, possuírem alta eficiência e baixa (ou nenhuma) emissão de poluentes. Também se aplicam às unidades estacionárias geradoras de energia local e também para geradores portáteis de energia, como telefones celulares e *laptops*. O fator determinante para a sua entrada no mercado é, ainda, o seu custo. Como eletrólito polimérico utiliza-se a membrana de Nafion®, composta por um polímero perfluorado de tetrafluoropolietileno, onde, num de seus lados, um éter faz a ligação com um ácido etil-sulfônico perfluorado (grupo ionogênico). As pontas das cadeias, onde se encontra o grupo sulfônico, formam uma espécie de bolha na estrutura, que se incha em contato com a água ou vapor d'água. Estas bolhas, que são interligadas, são responsáveis pela condução de prótons e água pela membrana, sob o efeito de um campo elétrico /VIELSTICH 2003/. O uso comercial deste tipo de célula era inimaginável, inicialmente, devido à grande quantidade de platina, como eletrocatalisador, necessária na constituição do eletrodo. A mudança de cenário veio com a utilização de negro de fumo como suporte da platina. Além disso, seguindo a idéia introduzida por Raistrick e Gottesfeld /RAISTRICK 1986//GOTTESFELD 1992/, constatou-se, no início dos anos 90, que se podia utilizar, de forma mais eficiente, a superfície da platina, quando se contactava a superfície interna do suporte com o ionômero da membrana. Este processo resulta em nanocristais de platina, dispersos no suporte em contato com o eletrólito (Nafion®, DuPont). Este fato reduziu a quantidade

necessária de platina, tornando viável a comercialização deste tipo de célula. As áreas de P&D mais estudadas em células PEMFC envolvem, de um lado, o desenvolvimento de eletrocatalisadores mais ativos e específicos tanto para a oxidação direta de álcoois (metanol e etanol) como hidrogênio contaminado com CO, e de outro lado o desenvolvimento de novos eletrólitos, que permitam a operação destas células acima de 100°C, aumentando a eficiência das células e a sua longevidade;

(c) as células a ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell*), ou PAFC. Desenvolvidas no final dos anos 60, este tipo de célula representou um significativo progresso tecnológico na área. Esta célula não é sensível ao dióxido de carbono e é pouco sensível ao monóxido de carbono, que envenena o catalisador em células PEMFC, permitindo um teor de até 1 % de CO no gás de alimentação a 200°C, sua temperatura de operação. O desenvolvimento desta célula teve, desde o início, o objetivo de conquistar o importante mercado das usinas queimadoras de metano /WENDT 2000/, reações (5) e (6):



Nas células PAFC utiliza-se carbeto de silício, com diâmetro médio de 0,1 µm, como material para suporte (matriz) para abrigar o eletrólito (ácido fosfórico). Embora seja o tipo de célula de maior comercialização no mundo hoje, as células PAFC não têm demonstrado muito progresso tecnológico nos últimos anos, tampouco uma significativa redução de custos, dos atuais US\$ 4.000 por kW instalado.

Nas células de baixa temperatura de operação as reações se processam nos chamados eletrodos de difusão gasosa, que são uma estrutura porosa condutora de elétrons do sistema eletrodo/eletrocatalisador a base de platina. A construção deste eletrodo tem como função a maximização da interface trifásica gás-líquido-sólido, aumentando consideravelmente a velocidade dos processos eletroquímicos. Os desenvolvimentos atuais em P&D nestes tipos de células se resumem em novos eletrocatalisadores seletivos, materiais, componentes e processos mais econômicos, além de otimização da engenharia de sistemas.

Para células a combustível de alta temperatura de operação não há a necessidade da utilização de metais nobres como catalisadores, já que nesta faixa de temperaturas, o próprio metal do eletrodo torna-se suficientemente ativo. Os principais tipos de células

de alta temperatura de operação (de 200°C até 1000°C) são /LINARDI 2002/:

(a) as células a carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cell*), ou MCFC. Para as células a carbonato fundido, que operam a 600°C, utiliza-se como material de eletrodo níquel para o ânodo e óxido de níquel com incrustações de lítio para o cátodo, que é um semicondutor do tipo p. Nas células a carbonato fundido utiliza-se uma matriz de partículas de LiAlO₂ para acomodar o eletrólito, uma mistura de carbonatos fundidos. Neste tipo de célula, a reforma endotérmica do gás natural para gerar hidrogênio pode ser realizada na própria coluna de unidades de células, eliminando-se o reformador e, ao mesmo tempo, resfriando as células, otimizando a engenharia do sistema e reduzindo custos;

(b) as células de óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell*), ou SOFC operam na faixa de 800°C a 1000°C. No caso destas células cerâmicas, utiliza-se um cermet de Ni/ZrO₂ como material do ânodo, ou seja, uma matriz de óxido de zircônio estabilizado com níquel finamente distribuído. Como material do cátodo utiliza-se um composto a base de manganês e lantânio dopado com estrôncio, La(Sr)MnO₃. Um material utilizado como interconector para o empilhamento (módulo de potência) é o LaCrO₃. Este tipo de células apresenta algumas vantagens em relação a outros tipos, como facilidade de gerenciamento do eletrólito (por ser sólido) e a não necessidade do uso de metais nobres como catalisadores. Além disso, possuem maiores valores de eficiência teórica de conversão, e têm uma alta capacidade de co-geração eletricidade/calor. A elevada temperatura de operação favorece a cinética das reações eletroquímicas e permite a reforma do combustível primário para produção de hidrogênio no próprio corpo da célula. A principal aplicação desse tipo de célula é a geração de energia em unidades estacionárias. Entretanto, a alta temperatura de operação traz limitações tecnológicas, como o favorecimento de processos de degradação e fadiga dos distintos componentes, tensões térmicas, entre outros. Desenvolvimentos de P&D recentes tentam, neste tipo de célula, desenvolver materiais para permitir sua operação a temperaturas inferiores a 800°C e redução de custos.

Esses dois tipos de células, MCFC e SOFC, encontram-se, atualmente, em uma fase de desenvolvimento tecnológico e comprovação técnico-econômica /FCSEMINAR 2007/.

O IPHE (*International Partnership for the Hydrogen Economy*)

Sob o comando do Ministério de Minas e Energia (MME) foi elaborado, com a colaboração de muitos especialistas da área, um documento preliminar, que deve nortear as ações do governo brasileiro para a entrada do Brasil na “Economia do Hidrogênio” e se intitula “Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil”, disponível em /HTTP 1/.

Os tópicos mais relevantes deste documento são:

(a) No ano de 2020 o hidrogênio fará parte da matriz energética do país;

(b) O etanol foi escolhido como a fonte principal de hidrogênio. Considera-se também a sua utilização direta (oxidação direta em células a combustível);

(c) A produção de hidrogênio via eletrólise da água é considerada, utilizando-se eletricidade secundária de usinas hidroelétricas;

(d) Outras biomassas, além da cana de açúcar devem ser utilizadas para a produção de hidrogênio, incluindo-se o biogás;

(e) A utilização de gás natural como fonte de hidrogênio deve fazer a transição para um futuro com apenas *green hydrogen*;

(f) As aplicações deste energético incluem, na ordem de importância: a geração distribuída de energia; a produção de energia em regiões isoladas e os ônibus urbanos.

No cenário mundial, foi criado em 2003 pelos Estados Unidos um programa de cooperação internacional, denominado “*International Partnership for the Hydrogen Economy*”, (IPHE), com a participação de 17 países, com o objetivo principal de implementar, facilitar e estabelecer, entre seus membros, atividades de P&D&I e de desenvolvimento de mercado em relação ao hidrogênio e às tecnologias de células a combustível.

Os países membros são: Austrália, Brasil, Canadá, China, Comunidade Européia, França, Alemanha, Islândia, Índia, Itália, Japão, Coreia do Sul, Nova Zelândia, Noruega, Rússia, Reino Unido e Estados Unidos. O Brasil é o único membro da América Latina. Estes países representam 85% do PIB mundial, com 3,5 bilhões de pessoas e mais de 75% do consumo mundial de eletricidade, além de mais de 2/3 das emissões de CO₂ /HTTP 2/. Analisando os membros deste fórum e os

dados relevantes mostrados acima, percebe-se a importância do assunto, que demanda uma mudança de paradigma no conceito da matriz energética mundial nas próximas décadas.

As atribuições do IPHE podem ser resumidas como: implementar áreas de cooperação técnica; apoiar e escolher projetos envolvendo hidrogênio e células a combustível; criar forças-tarefas para desenvolver estratégias para desenvolver e disseminar a economia do hidrogênio; criar e expandir roteiros nacionais (*roadmaps*) com o “*IPHE Priority Scorecard and Activities Matrix*”.

Este fórum é composto por dois comitês, que se reúnem anualmente: Comitê de Controle “*Steering Committee*” (SC) e o Comitê de Implementação e Ligação “*Implementation and Liaison Committee*” (ILC).

Exatamente devido a esta mudança de paradigma, que pressupõe mudanças radicais em setores bem estabelecidos da economia e da sociedade, o IPHE decidiu realizar no Brasil, São Paulo, em de 23 a 26 de abril de 2007, a 7ª reunião do comitê de controle “*Steering Committee*”, para ter conhecimento da experiência brasileira no setor de combustíveis automotivos, onde, de 1975 até os dias atuais houve uma mudança drástica, com a introdução em grande escala de um combustível renovável, no caso o etanol. A introdução do biodiesel também foi considerada neste aprendizado. Ou seja, a comunidade internacional quis saber como o Brasil venceu barreiras para uma mudança em sua matriz energética de transportes /HERALD 2005/. Este aprendizado pode ser útil para uma transição para a “Economia do Hidrogênio”. Os principais destaques deste aprendizado foram apresentados por especialistas do MME e MCT e alguns cientistas brasileiros. As ações criadas em 1975 com o PROALCCOL são listadas a seguir:

(a) manutenção inicial do preço do álcool abaixo do da gasolina;

(b) garantia da remuneração do produtor de álcool;

(c) redução de taxas e impostos para automóveis movidos a álcool;

(d) incentivos aos produtores de álcool para aumentar capacidade de produção;

(e) obrigatoriedade do fornecimento de álcool em postos de todo o território nacional;

(f) manutenção de estoques reguladores de álcool.

Salientou-se aos integrantes do *Steering Committee* que as medidas acima foram importantes numa fase inicial e que, somente com o desenvolvimento da tecnologia de automóveis do tipo *FLEX* e a volta do mercado livre de combustíveis é que se logrou o sucesso do programa. Apenas o item (c) foi mantido até hoje, ou seja, a redução de impostos para os carros *FLEX*. Todas as outras medidas foram suprimidas.

Um paralelo à “Economia do Hidrogênio” pode ser estabelecido, como por exemplo, incentivos à produção inicial de hidrogênio, garantia de preços competitivos e obrigatoriedade do fornecimento para aplicações práticas. Associado a estas ações segue-se o desenvolvimento intensivo da tecnologia de células a combustível, visando sempre a redução de custos para aplicações diversas. As metas de custos a serem atingidas são de aproximadamente US\$ 2.000 por kW instalado, para aplicações estacionárias de energia elétrica e de US\$ 200 por kW instalado, para aplicações móveis. Salienta-se aqui apenas o caráter econômico da tecnologia e não os ambientais, que podem, num futuro próximo, ser tão importantes na nossa sociedade como o financeiro.

O Programa Brasileiro de Célula a Combustível e Hidrogênio

O Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas Células a Combustível (inicialmente denominado PROCAC) foi elaborado em 2002 pelo MCT, com a participação de universidades, centros de pesquisa e empresas brasileiras com o objetivo de promover ações integradas e cooperadas, que viabilizem o desenvolvimento nacional da tecnologia de hidrogênio e de sistemas célula a combustível, habilitando o país a se tornar um produtor internacionalmente competitivo nesta área. Com ele, pretende-se ainda apoiar o estabelecimento de indústria nacional para produção e fornecimento de sistemas energéticos com células a combustível. Entre os vários desafios identificados, além do desenvolvimento da tecnologia das células, estão a produção, o armazenamento e a distribuição do hidrogênio, a capacitação de recursos humanos, regulação quanto à segurança e padronização e necessidade de parcerias entre instituições do governo, setor industrial, setor de serviços, ONGs, etc. Em 2005 o PROCAC passou a ter nova denominação, passando a se chamar Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio, com a sigla PROH2.

O programa é estruturado por meio da formação de redes de pesquisa e desenvolvimento abrangendo todo o território nacional.

Nesse sentido, o programa garante o uso mais racional dos recursos investidos e antecipa o alcance dos objetivos.

As principais premissas do PROH2 são:

(a) desenvolver ações integradas e cooperadas, que viabilizem a criação de uma tecnologia nacional em sistemas energéticos baseados em células a combustível, visando produção de energia elétrica de maneira mais limpa e eficiente. Inclui as áreas: eletroquímica e catalisadores; materiais de células a combustível; células a combustível tipo PEM; células a combustível tipo SOFC; reforma de etanol; reforma de gás natural; sistemas ligados a células a combustível; etc.

(b) criar as condições para o estabelecimento de uma indústria nacional para a produção de sistemas energéticos baseados em células a combustível que inclua produtores de células, integradores de sistema e fornecedores de serviço, habilitando o país a se tornar internacionalmente competitivo nessa área tecnológica;

(c) incentivar a instalação de sistemas energéticos baseados em células a combustível;

(d) estabelecer condições para que as instituições participantes colaborem ativamente entre si nos diversos aspectos envolvidos nas áreas de pesquisa, desenvolvimento e aplicação dessa tecnologia;

(e) atuar com eficiência na transferência de tecnologia das universidades e centros de pesquisa para as empresas, com o intuito de aumentar a competitividade da economia brasileira, inclusive através de mecanismos de cooperação internacional;

(f) instituir e aperfeiçoar a infra-estrutura de pesquisa; formar e capacitar recursos humanos na área;

(g) estabelecer normas e padrões técnicos para certificação dos processos, tecnologias e produtos de interesse na área para as várias aplicações estacionárias, móveis e portáteis;

(h) financiar e utilizar o poder de compra de vários agentes governamentais para viabilizar projetos de demonstração relacionados a nova tecnologia de modo a aumentar a sua visibilidade, atrair novos investimentos, possibilitar treinamento de pessoal, realizar estudos de viabilidade técnica e econômica, etc.

O programa utiliza recursos dos Fundos Setoriais (CTPetro; CTEneg e Verde-Amarelo) e dispõe, numa primeira fase, de R\$ 7 milhões, disponíveis à pesquisa a partir de dezembro de 2006,

gerenciados pela FINEP. O programa também contempla algumas ações isoladas de interesse, segundo a modalidade de Encomenda, como, por exemplo, o projeto “Geração de Hidrogênio a partir de Reforma do Etanol”, coordenado pelo Instituto Nacional de Tecnologia, INT, e tendo como co-executores o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN, e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás, CEPEL, no valor de R\$ 5,8 milhões que, além do desenvolvimento do processo de reforma, prevê a construção de um módulo de célula do tipo PEM de 5kW de potência elétrica nominal, com tecnologia nacional.

Associado ao programa de desenvolvimento científico e tecnológico pode-se citar um projeto de apoio à infra-estrutura de laboratórios dos componentes das redes, gerenciado pelo Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, LACTEC, já finalizado, e bolsas de mestrado, doutorado e DTI, gerenciados pelo CNPq, específicas para a formação de recursos humanos do programa.

Na área de aplicação em eletrotração dois projetos podem ser destacados no país, embora não pertençam ao programa brasileiro PROH2:

(a) o primeiro denomina-se “Estratégia Ambiental para Energia: Ônibus com Célula a Combustível a Hidrogênio para o Brasil” e prevê a construção e testes de 8 ônibus movidos a células a combustível (Tipo PEM da empresa Ballard) com hidrogênio produzido por eletrólise. A Petrobrás deve construir os postos de fornecimento de hidrogênio. Este projeto é conduzido pelo *Global Environment Facility*/PNUD da ONU (US\$ 12,5 milhões), pelo MME (R\$ 4 milhões) e gerenciado pela Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo EMTU.

(b) projeto de um protótipo de ônibus urbano, com hidrogênio produzido por reforma de gás natural, coordenado pelo consórcio COPPE/LACTEC/Petrobras/ELEBRA.

O Bio-Hidrogênio no Brasil

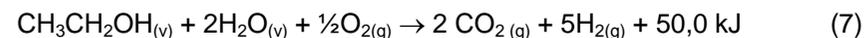
A opção brasileira pelo hidrogênio obtido principalmente do etanol deveu-se a vários fatores, que tornam esta escolha interessante. O etanol é um combustível líquido, de fácil armazenamento e transporte, já havendo no Brasil toda a infra-estrutura para a sua produção, armazenamento e distribuição em todo o território nacional. Além disso, o etanol possui outras características muito importantes, como ser pouco tóxico e ser um biocombustível, portanto, renovável. É um insumo rico em hidrogênio. A participação do etanol na matriz energética nacional tem crescido muito nos últimos anos (em 2006

corresponde a 14% /MME 2006/), principalmente devido a dois fatores: a sua mistura à gasolina (de 20 a até 25%) e o grande desenvolvimento e sucesso comercial dos carros chamados *FLEX*.

O etanol brasileiro, produzido a partir da cana de açúcar, é o biocombustível mais produtivo do mundo hoje, com 6.000 litros/hectare/ano, a um custo de US\$ 0,22 por litro (anidro). Esta produtividade pode crescer até 14.000 litros/hectare.ano, com o desenvolvimento de novas tecnologias. Apenas por comparação, o etanol do milho nos EUA tem uma produtividade de 3.000 litros/hectare.ano. Outro ponto interessante é o seu excelente balanço energético. Cada Joule não renovável usado na produção de etanol, resulta em 9 Joules renováveis. Outra vez, a título de comparação, esta relação para o álcool dos EUA é de 1.5 e para o biodiesel na Alemanha é de 3,0 /IEA 2005/.

A produção atual no Brasil é de aproximadamente dois bilhões de litros por ano, que corresponde a uma área ocupada para plantação de 3 milhões de hectares (0,35 % do território nacional). A área apta a esta cultura é de 12 % do território nacional. A cobertura vegetal do Brasil é de 851 milhões hectares, dos quais 464 milhões hectares (54%) são florestas; 297 milhões hectares (35%) são para agricultura e pastagem; 73 milhões hectares (9%) são campos e savanas e 17 milhões hectares (2%) são cidades, rios e outros. Principalmente as áreas de pastagem degradadas são previstas para o aumento da demanda desta plantação, sem, então, prejudicar nossos recursos naturais ou a produção de alimentos /MME 2006/.

Para a utilização indireta de etanol para a produção de hidrogênio têm-se três processos possíveis: reforma por oxidação parcial, reforma a vapor e reforma autotérmica. Cada processo possui características próprias, vantagens e desvantagens. Entretanto a reforma autotérmica, que consiste numa combinação dos dois processos anteriores, prevê um ótimo balanço térmico, com uma temperatura de reação de aproximadamente 700°C, reação (7). As vantagens deste processo são: o alto rendimento de hidrogênio e o melhor balanço térmico. A principal desvantagem é a diluição do hidrogênio com nitrogênio, que pode ser contornada por reatores envolvidos por membranas de paládio, purificando o gás final.



Podem-se salientar, ainda, outros motivos para a utilização do etanol como armazenador renovável de hidrogênio, além da grande produção e distribuição em todo o país. A experiência prévia em normas e comercialização; o fato de ser menos tóxico que o metanol;

questões ambientais, (efeitos de emissões da queima do etanol ainda não estão bem estudados) /MACEDO 2004/ e de eficiência em relação à sua combustão direta, e, finalmente, ser viável para distribuição em regiões isoladas do país.

O Programa do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN

O IPEN possui um histórico de realizações importantes na área nuclear do país. A experiência de gestão de P&D, inovação e coordenação de atividades multidisciplinares se caracterizam com realizações tais como o domínio do ciclo do combustível nuclear, engenharia, construção e operação de reatores de pesquisa, produção de radiofármacos, etc. Na área de ensino, a associação com a Universidade de São Paulo permitiu o estabelecimento de um programa de pós-graduação na área nuclear com alto conceito nacional.

Seguindo uma tendência mundial, iniciou-se no IPEN, em 2000, uma nova frente de estudos na área de fontes energéticas eficientes e de baixo impacto ambiental, escolhendo-se o estudo e desenvolvimento de sistemas associados à tecnologia de células a combustível. Os estudos iniciais foram realizados na área de materiais valendo-se da experiência anterior do desenvolvimento da área nuclear.

Os principais objetivos deste programa institucional incluem a geração de conhecimento científico-tecnológico, inovação, e formação de recursos humanos na área de células a combustível. O programa prevê uma atuação institucional, salvaguardando a propriedade intelectual em todo desenvolvimento tecnológico e de inovação. O foco do programa é a geração distribuída de energia elétrica. São também atribuições do programa a participação no grupo de definição da política brasileira para o hidrogênio (MME) e a participação intensiva na organização e operação do PROH2 (MCT).

O organograma do programa está dividido em 4 grupos de desenvolvimento científico-tecnológico, a saber: PEMFC, SOFC, PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO e SISTEMA. Além disso, o IPEN possui um curso de pós-graduação estruturado na área com oito disciplinas oferecidas.

Conclusões

As tecnologias do binômio hidrogênio e células a combustível têm-se desenvolvido bastante nos últimos anos, encontrando aplicações diversas como geradores de energia para a eletrotração, para unidades estacionárias e para fins portáteis. O grande diferencial é o baixo (ou nenhum) impacto ambiental e a alta eficiência. As células a combustível são os dispositivos mais apropriados para a utilização do hidrogênio como vetor energético.

Os obstáculos à introdução da chamada “Economia do Hidrogênio” não configuram dificuldades intransponíveis. Ao contrário, apontam um elenco de oportunidades para o surgimento no país de novas empresas de bens e serviços, como demonstrado pelas tecnologias emergente do setor.

O desenvolvimento da tecnologia de células a combustível tem crescido nos últimos 40 anos devido a vários fatores, como o desenvolvimento na área de novos materiais e a crescente demanda por fontes de energias limpas e eficientes. Como tecnologia já estabelecida e comerciável, pode-se citar os sistemas de células a ácido fosfórico (PAFC) da empresa UTC. Mas poder-se-á falar de um sucesso econômico real somente quando outros concorrentes oferecerem sistemas semelhantes no mercado. As perspectivas das células de alta temperatura de operação certamente são promissoras, mas ainda não existe nenhuma oferta deste tipo de sistema no mercado em grande escala. A tecnologia de células do tipo PEMFC tem como mercado não apenas aplicações veiculares, como também unidades estacionárias de pequeno e médio porte (residências, hospitais, etc.), além das aplicações portáteis (laptops e celulares).

Embora a tecnologia de células a combustível não esteja ainda completamente estabelecida, verifica-se que a sua implementação no mercado não deve tardar, pois já está assegurada em nichos onde o fator meio ambiente é preponderante. Além disso, este energético pode, num médio prazo, dependendo de seu desenvolvimento tecnológico, representar um papel importante no cenário mundial de energia.

As pesquisas em células de energia no Brasil vêm sendo desenvolvidas desde o final da década de 70 em várias instituições /TICIANELLI 1989/. O governo brasileiro iniciou suas ações importantes e concretas na área apenas tardiamente em relação a outros países, em 2002, mas já integra o IPHE, que trabalha para o estabelecimento da “Economia do Hidrogênio” em nossa sociedade.

O Brasil está elaborando seu Roteiro para a “Economia do Hidrogênio” e possui um programa nacional de pesquisa e desenvolvimento para a tecnologia de célula a combustível e hidrogênio. Atualmente, várias instituições brasileiras estão atuando em áreas de pesquisa e desenvolvimento neste setor com vários projetos em andamento. Novas empresas já apresentam produtos para esta nova tecnologia (Electrocell, Unitech e Novocell, entre outras). O IPEN tem desempenhado um importante papel no cenário nacional para o desenvolvimento desta tecnologia.

A cidade de São Paulo não precisa esperar muito para ver ônibus movidos a células de energia circulando em suas ruas. Um ambicioso projeto de caráter ambiental foi firmado entre a ONU e o governo brasileiro, por intermédio do Ministério de Minas e Energia. Este projeto visa a utilização de vários ônibus movidos a hidrogênio, com eletrotração a PEMFC no transporte coletivo, na cidade de São Paulo.

Todas estas observações levam a afirmação de que a “Economia do Hidrogênio” já foi iniciada, também no Brasil, e não é meramente assunto do futuro.

Bibliografia

- /APPLEBY 1989/ A.J. Appleby; F.R. Foulkes. “Fuel Cell Handbook” Van Nostrand Reinhold; New York, EUA, 1989.
- /BARBIR 2005/ Frano Barbir, “PEM Fuel Cells – Theory and Practice” Elsevier, Amsterdam, Holland, 2005.
- /FCSEMINAR 2007/ Fuel Cell Seminar 2007, San Antonio, Texas, EUA, november 2007.
- /GONZALEZ 1989/ Gonzalez, E. R.; Ticianelli, E. A. Química Nova, 1989, 12, 208.
- /GOTTESFELD 1992/ Gottesfeld e colaboradores; J. Appl. Electrochem. 1992, 22(1).
- /HERALD 2005/ Brazil's alternative-fuel strategy is model for U.S., 06-May-2005, The Sun Herald.
- /HOFFMANN 2005/ Emílio Hoffmann Gomes Neto. “Evoluir sem Poluir – A Era do Hidrogênio, das Energias Sustentáveis e das Células a Combustível”, BrasilH2 Fuel Cell Energy, Curitiba. 2005.
- /HTEP 2006/ Hydrogen Technologies for Energy Production International Fórum. Moscow, Rússia, 6-10 February, 2006.
- /HTTP 1/
http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=2590

- /HTTP 2/ http://www.iphe.net/
- /HYFUSEN 2005/ Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energia, 1er Congreso Nacional. Bariloche, Argentina, 8-10 de junio, 2005.
- /IEA 2005/ International Energy Agency 2005.
- /IPCC 2000/ Intergovernmental Panel on Climate Change. Special Report. 2000.
- /LINARDI 2002/ Linardi, M.; Wendt, H.; Aricó, E. Células a Combustível de Baixa Potência para Aplicações Residenciais, Química Nova QN 25 no.3 p. 470-476, 2002.
- /MACDONALD 2004/ Digby D. Macdonald, “Fueling the hydrogen economy”, Materials Today, p. 64, June 2004.
- /MACEDO 2004/ Macedo, I.C.; Leal, M.R.L.V.; Ramos da Silva, J.E.A. “Assessment of greenhouse gas emissions in the production and use of ethanol in Brazil”, Government of the State of São Paulo, Report of the Secretariat of the Environment, April 2004.
- /MARCHETTI 1990/ C. Marchetti; N. Nakicenovic “The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model”, International Institute for Applied System Analysis, Austria.
- /MCT 2002/ PROH2 - Programa Brasileiro de Células a Combustível e Hidrogênio do MCT (www.mct.gov.br), 2002.
- /MME 2006/ Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Brasileiro de 2006.
- /RAISTRICK 1986/ Raistrick e colaboradores; Diaphragms, “Separators and Ion Exchange Membranes”, The Electrochemical Society, Pennington, NJ, 1986, 172.
- /RIFKIN 2003/ Jeremy Rifkin. “A Economia do Hidrogênio”, M.Books, São Paulo. 2003.
- /SCHNEIDER 2007/ Mycle Schneider and Antony Froggatt “The World Nuclear Industry Status Report 2007”, Commissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament, V11, Brussels, London, Paris, January 2008.
- /TICIANELLI 2005/ Ticianelli, E.A.; Camara, G.A.; Santos, L.G.R.A., Eletrocatalise das reações de oxidação de hidrogênio e de redução de oxigênio, Quim. Nova, v.28, n.4, p.664-669, 2005.
- /VIELSTICH 2003/ Vielstich, W.; Lamm, A.; Gasteiger, H.A., “Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications”, v.1, England: John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- /WENDT 2000/ Wendt, H.; Götz, M. e Linardi, M., “Tecnologia de Células a Combustível”, Química Nova, 2000, 23(4).
- /WINTER 2000/ Carl-Jochen Winter, “On Energies-of-Change – The Hydrogen Solution. Gerling Akademie Verlag, München, Germany, 2000.

Emissões de CO₂ Provenientes da Queima de Combustível Comparação entre os Valores da IEA e da e&e/MCT

Olga Mafra, Frida Eidelman

Introdução

A Agência Internacional de Energia (IEA) é um organismo autônomo que foi estabelecido em novembro de 1974 no âmbito da *Organisation for Economic Co-operation and Development* (OCDE) para implementar um programa de energia internacional.

Nos anos recentes houve uma mudança fundamental no modo como os governos levam em consideração os assuntos energéticos e sua relação com o meio ambiente, notadamente a emissão de gases do efeito estufa – GEE. Em virtude disso, a IEA passou a publicar dados de emissão de GEE como o relatório intitulado “CO₂ Emissions from Fuel Combustion” de 2007, no qual são fornecidas estatísticas relativas às emissões de CO₂ proveniente da queima de combustíveis fósseis em praticamente todos os países do mundo, desde o ano de 1971 até o ano 2005. Os dados dessa publicação são relativos às emissões provenientes da energia, não incluindo todas as emissões dos inventários feitos pelos países para a Secretaria do UNFCCC.

Entre outros dados, são fornecidas as emissões totais de CO₂ por ano, as emissões de CO₂/PIB e as emissões de CO₂ per capita.

A metodologia utilizada pela IEA para estimar o CO₂ proveniente da queima de combustíveis é a do *IPCC Guidelines* de 1996, que inclui o enfoque de Referência e que usa a Oferta Total de Energia no país (*Top-Down*) com os Balanços Energéticos da IEA, que tem como base os balanços nacionais. São apresentados também dados com o enfoque Setorial, que levam em conta os setores onde cada combustível é usado (*Bottom-Up*). Como existem outras metodologias mais detalhadas que podem ser utilizadas pelos países para calcular seus inventários, podem surgir diferenças nos valores das emissões.

A Organização Economia e Energia – e&e utiliza para os cálculos das emissões de CO₂ os mesmos enfoques (de Referência e Setorial) que a IEA e os dados energéticos são provenientes do Balanço Energético Nacional (BEN).

Além disso, a e&e desenvolveu o *software bal_eec* que é um programa preparado para construir tabelas e gráficos a partir do balanço energético consolidado do Balanço Energético Nacional e de coeficientes de emissão apurados para o primeiro Inventário de emissões causadoras do efeito estufa sob a responsabilidade do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT). Esse programa, cuja versão utilizada encontra-se disponível na internet (<http://ecen.com>) contém diversas opções referentes aos tipos de valores que formarão as tabelas de saída. As tabelas disponíveis são as energias em tep (tonelada equivalente petróleo) e bep (barril equivalente petróleo), massa de carbono, emissões dos gases CO₂, CH₄, CO, N₂O, NO_x, e NMVOCs, emissão de carbono *Bottom-Up*, Emissão de carbono *Top-Down* e valores de carbono não emitidos na queima dos combustíveis.

Os dados das emissões de gases passam por controle de consistência constituída na apuração do Balanço de Carbono para assegurar que todo o carbono dos combustíveis foi contabilizado como emitido ou retido.

Deve-se notar que a e&e usa atualmente os valores do poder calorífico inferior (PCI) adotados pelo BEN a partir de 2003, ano base 2002, para a definição de tonelada equivalente de petróleo (1 tep = 10 Mcal/kg), o que não era prática corrente na apuração do inventário inicial e nos estudos de referência que o subsidiaram. Por este motivo, ao se comparar os dados obtidos pelo programa com os valores do inventário inicial, deve-se levar em conta que, embora a fonte de dados primários seja a mesma, as conversões para o poder calorífico inferior são levemente diferentes.

Do mesmo modo que a IEA, o programa da e&e utiliza os fatores de emissão de carbono, os fatores para o carbono retido e a correção para carbono não oxidado para o petróleo, carvão mineral e gás natural (GN) recomendados pelo IPCC, sendo, portanto, resultados diretamente comparáveis.

Comparação dos Resultados Top-Down

Neste artigo serão comparados alguns resultados da IEA para o caso do Brasil com aqueles calculados pela Economia e Energia usando o *software bal_eec*. Na Tabela 1 são apresentadas as emissões de CO₂ (em milhões de toneladas/ ano) para alguns anos de 1971 a 2005. Esses dados foram obtidos usando-se a abordagem de referência (*Top-Down*) para energias não renováveis. A coincidência das duas apurações pode ser considerada bastante satisfatória. Em

particular, elas não superam 2% a partir de 1990. As maiores discrepâncias se referem aos anos anteriores².

Tabela 1

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas (*Top-Down* ou Referência)

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	93,7	144,2	189,4	179,5	202,3	250,5	313,2	320	311,1	326,4	332,4	
e&e	90,8	134,8	176,1	174,6	199,8	248,5	314,0	319,6	313,0	328,8	333,9	333,9
Diferença	-2,9	-9,4	-13,3	-4,9	-2,5	-2,0	0,8	-0,4	1,9	2,4	1,5	
%	-3%	-7%	-7%	-3%	-1%	-1%	0%	0%	1%	1%	0%	

Não foi possível esclarecer se a IEA considera, no cálculo *Top-Down* das emissões o GN não aproveitado (queimado na extração por impossibilidade de aproveitamento). No total *Bottom-Up* (mostrado a seguir) fica claro, no entanto que as emissões na queima de GN na produção não foram consideradas³.

A Tabela 1 A compara as emissões de CO₂ da IEA com as apuradas pela e&e sem considerar as emissões do GN não aproveitado.

Tabela 1 A

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas (*Top-Down* ou Referência)
sem levar em conta emissões na queima de GN não aproveitado

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	93,7	144,2	189,4	179,5	202,3	250,5	313,2	320	311,1	326,4	332,4	
e&e	89,2	133,1	174,4	169,7	196,4	245,4	308,2	314,5	309,1	324,8	328,7	330,0
Diferença	-4,5	-11,1	-15,0	-9,8	-5,9	-5,1	-5,0	-5,5	-2,0	-1,6	-3,7	
%	-5%	-8%	-8%	-5%	-3%	-2%	-2%	-2%	-1%	0%	-1%	

A e&e considerou o gás natural, o carvão e seus derivados e o petróleo e derivados (incluindo os líquidos de GN) e outros não renováveis. Ao petróleo, portanto, estão atribuídas todas as emissões não provenientes diretamente da queima do carvão mineral e seus derivados e da queima direta de GN.

² Note-se que também para esses anos é maior a diferença entre as duas apurações da IEA

³ Pode ser apurada separadamente como emissão fugitiva.

Comparação de Emissões por Combustível e por Setor na Abordagem Bottom-Up

Na Tabela 2 são apresentados para alguns anos de 1971 a 2005 as emissões de CO₂ totais (em milhões de toneladas) na abordagem setorial para formas de energia não renováveis. Esses dados são comparáveis aos obtidos pela abordagem *Bottom-Up* por coeficientes⁴ e considerando o consumo final energético e o das centrais elétricas (de serviço público e autoprodutoras). Foram também aqui considerados carvão, petróleo e gás natural.

A Tabela 2 mostra a comparação entre os dados da e&e (considerando ou não as emissões atribuídas ao GN não aproveitado) e os da IEA. Fica claro dessa comparação que, pelo menos na abordagem dita setorial, a IEA não considera esse tipo de emissão. Ver, por exemplo, os valores para 1971 e anos seguintes.

Tabela 2

Comparação das emissões de GN (milhões de t de CO₂/ano)
entre e&e (incluindo ou não o GN não aproveitado) e a IEA

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	0,2	0,7	1,7	4,3	6,4	8,5	17,3	27,7	29,1	35,5	38	
e&e com GN não aproveitado	1,8	1,7	3,2	8,4	9,3	11,6	24,0	34,1	35,0	41,7	45,6	46,2
e&e	0,2	0,8	1,8	4,6	6,8	9,0	18,3	29,0	31,1	37,7	40,3	42,4

A Tabela 3 compara as emissões de CO₂ da e&e com as da IEA em milhões de toneladas na abordagem setorial (ou *Bottom-Up*), verificando-se muito boa concordância ao longo de todo o período. Os resultados da e&e e os da IEA são bastante próximos, não diferindo em mais do que 3%.

⁴ Considera-se o consumo de combustíveis em cada setor e os coeficientes de emissão (massa de carbono nos GEE/ energia) apurados pelo inventário nacional entre os anos de 1990 e 1994.

Tabela 3

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas (Setorial não incluindo GN não aproveitado)

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	90,7	136,3	178	167	192,7	238,8	305,1	312,8	305,8	323,3	329,3	
e&e	89,3	133,0	174,4	169,8	196,5	245,5	308,4	314,7	309,4	325,1	328,9	330,2
Diferença	-1,4	-3,3	-3,6	2,8	3,8	6,7	3,3	1,9	3,6	1,8	-0,4	
%	-2%	-2%	-2%	2%	2%	3%	1%	1%	1%	1%	0%	

As Tabelas 4, 5 e 6 apresentam os resultados setoriais separando as emissões de CO₂ para o Carvão, Petróleo e Gás Natural.

Tabela 4:

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas devidas ao Carvão Mineral e seus derivados (Setorial)

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	7,2	8,6	17,6	29,9	28,7	36,4	45,3	45,1	46,3	50,1	50	
e&e	8,2	10,2	20,7	34,7	33,9	44,3	52,5	50,7	52,0	54,8	53,0	52,4
Diferença	1,0	1,6	3,1	4,8	5,2	7,9	7,2	5,6	5,7	4,7	3,0	
%	15%	19%	18%	16%	18%	22%	16%	13%	12%	9%	6%	

Tabela 5

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas devidas ao petróleo e derivados (os valores e&e incluem derivados de GN e pequena fração de outros não energéticos)

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	83,2	126,9	158,8	132,8	157,7	194	242,5	240,0	230,4	237,7	241,2	235,5
e&e	80,8	121,9	151,9	130,5	155,9	192,2	237,6	235,0	224,5	231,0	235,0	
Diferença	-2,4	-5,0	-6,9	-2,3	-1,8	-1,8	-4,9	-5,0	-4,1	-5,0	-5,6	
%	-3%	-4%	-4%	-2%	-1%	-1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	

No Carvão, os valores da e&e estão sempre acima dos valores da IEA e no Petróleo estão sempre abaixo, o que leva a crer que na consideração do Carvão e Derivados e do Petróleo e Derivados pode ter havido alocação diferente de derivados entre as duas organizações.

A Tabela 6 compara as emissões atribuídas ao GN.

Tabela 6

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas devidas ao Gás Natural

	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
IEA	0,2	0,7	1,7	4,3	6,4	8,5	17,3	27,7	29,1	35,5	38	
e&e	0,2	0,8	1,8	4,6	6,8	9,0	18,3	29,0	31,1	37,7	40,3	42,4
Diferença	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	1,0	1,3	2,0	2,2	2,3	
%	22%	13%	3%	7%	6%	6%	6%	5%	7%	6%	6%	

A Figura 1 abaixo compara os valores das emissões calculadas pelo método setorial das duas instituições segundo a origem dos combustíveis.

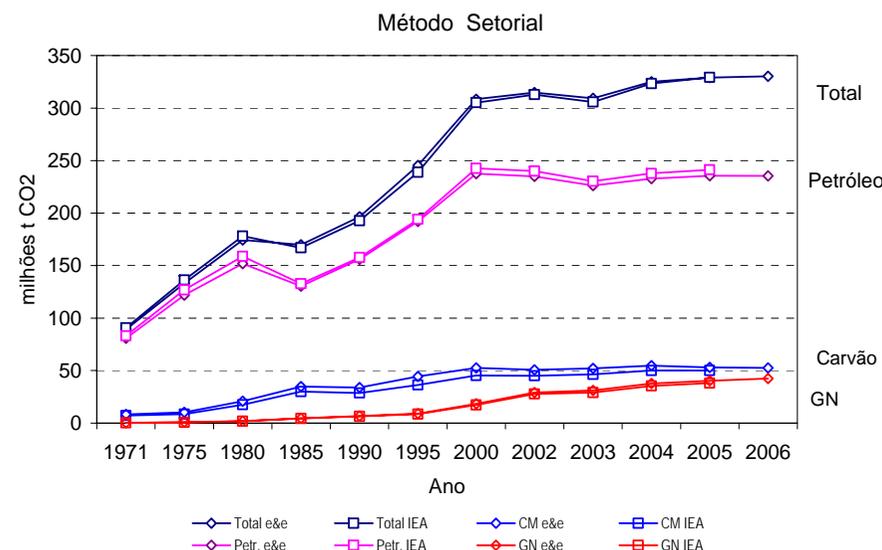


Figura 1: Comparação entre emissões de CO₂ apuradas pela e&e e pela IEA para os diversos combustíveis de origem.

O Balanço de Carbono fornece o carbono emitido nas atividades energéticas em gigagramas. Para a comparação com os dados da IEA, deve-se converter seus dados em massa de CO₂ (massa de C x 44/12) e dividir por mil. A Tabela 7 mostra a obtenção dos dados em CO₂, a partir da massa de carbono, subtraindo-se o GN não aproveitado, que não é considerado diretamente pela IEA.

Tabela 7

Conversão de Massa de Carbono em massa de CO₂ para o ano 2000

Referência		Massa de carbono	Massa de CO ₂
e&e	Carbono Emitido	85,7	314,0
e&e	Não Aproveitada	1,6	5,8
e&e	Carbono Emitido ^(*)	84,1	308,2
IEA	Emissão de CO ₂	-	305,1

^(*) Sem considerar a Não Aproveitada, que não foi incluída pela IEA.

Os valores da tabela correspondem ao total do carbono emitido. Na realidade, nem todo o carbono dos combustíveis é emitido diretamente como CO₂. Existe uma fração emitida sob a forma de

outros gases de carbono. Para evitar dupla contagem, o cálculo da e&e considera também a emissão de carbono dos demais gases do efeito estufa que contêm carbono, de maneira a assegurar que seja mantido o balanço de carbono. O valor de CO₂ emitido é, assim, ligeiramente inferior aos da tabela acima. A Tabela 8 apresenta os valores em massa de gás de efeito estufa, em carbono emitido e o correspondente em CO₂.

Tabela 8

Calculo das contribuições dos gases GEE para o ano de 2000 (milhões de t)

GEE	Massa do GEE	Carbono	CO ₂
CO ₂	301,2	82,14	301,2
CO	6,032	2,58	9,48
CH ₄	0,016	0,012	0,044
NMVOCS	1,089	0,921	3,38
TOTAL		85,7	314,1

Nos dados da IEA a geração de calor é computada juntamente com a co-geração; isto impede obter na mesma agregação os dados para o setor industrial e de geração de eletricidade para comparação entre os dois conjuntos de valores.

A título de exemplo, compara-se na Tabela 9 os valores calculados pela e&e para o setor Transportes e na Tabela 10 para o e Transporte Rodoviário e na Tabela 11 para o setor Residencial, com os valores obtidos pela IEA para o caso Brasil, no ano de 2005. Foram considerados apenas os combustíveis fósseis.

Tabela 9

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas para o Setor Transporte Total para o ano de 2005

	Carvão	Produtos Energéticos de Petróleo	Gás Natural	Total
IEA	0	133,20	3,78	135,20
e&e	0	131,21	3,99	137,09
		-1,6%	5,6%	1,4%

Tabela 10

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas para o Setor Transporte Rodoviário para o ano de 2005

	Carvão	Produtos Energéticos de Petróleo	Gás Natural	Total
IEA	0	118,23	3,78	122,22

e&e	0	120,15	3,99	123,94
		-1,6%	5,6%	1,4%

Tabela 11

Emissões de CO₂ em milhões de toneladas para o Setor Residencial para o ano de 2005

	Carvão	Produtos Energéticos de Petróleo	Gás Natural	Total
IEA	0	15,12	0,42	15,43
e&e	0	14,98	0,45	15,54
		-0,9%	7,0%	-0,7%

Conclusão

Como se pode observar nas tabelas, a concordância é bastante boa. A conclusão a que se chega da comparação dos dados é que os valores obtidos pela e&e com o Balanço de Carbono são coerentes dentro da margem de erro esperada (da ordem de 5%⁵). Deve-se lembrar que ambas as avaliações utilizam valores de emissão basicamente do IPCC e dados energéticos apurados no Balanço Energético Nacional. Este fato torna particularmente útil a comparação aqui realizada que permite detectar eventuais discrepâncias e que constitui um teste valioso de coerência. A concordância entre os valores foi encontrada tanto no total (ao longo dos anos) como entre as diversas fontes energéticas e ainda nas atividades setorial.

Algumas discrepâncias assinaladas, no entanto, devem merecer atenção posterior. Deve-se lembrar que, no caso da e&e, estão sendo gerados coeficientes setoriais para o segundo Inventário brasileiro, baseados no tipo de uso de energia em cada setor, que deverão aperfeiçoar as avaliações agora disponíveis. À luz desses novos resultados, devem-se repetir as comparações, que incluiriam também as emissões de gases de efeito estufa não CO₂.

⁵ Diferença indicada pela IEA como esperada entre os dois métodos utilizados.