

CAPTURA E SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CARBONO - TECNOLOGIAS E PERSPECTIVAS PARA UTILIZAÇÃO NO BRASIL

Victor Paulo Peçanha Esteves (PEA/UFRJ)

victoresteves@poli.ufrj.br

Cláudia do Rosário Vaz Morgado (PEA/UFRJ)

cmorgado@poli.ufrj.br



A queima dos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica é hoje a principal fonte de emissões dos gases de efeito estufa (GEE). Além disso, durante a extração de petróleo e gás, é carreado para superfície um percentual de CO₂ que, por não ter valor comercial, atualmente é lançado na atmosfera. Como a concentração de CO₂ nas jazidas do pré-sal é maior que nos poços atualmente explorados o crescimento das emissões se dará não só pelo crescimento esperado do volume de produção. Uma das alternativas para impedir que todo esse carbono seja liberado para a atmosfera é reinjetar o CO₂ nos próprios reservatórios ou em outras formações geológicas próximas. Foram analisadas todas as etapas do processo de Captura e Sequestro Geológico de Carbono (CCGS - Carbon Capture and Geological Storage) desde a separação até o monitoramento e análise de riscos associados, bem como os aspectos de política, regulação e perspectivas de utilização no Brasil.

Palavras-chaves: Sequestro de carbono, armazenamento geológico, análise de risco.

1. Efeito Estufa e Mudanças Climáticas

A atmosfera terrestre é composta aproximadamente de 21% de oxigênio (O_2) e 78% de nitrogênio (N_2). Os demais gases presentes na atmosfera somam 1%. Entre esses gases podemos citar o dióxido de carbono (CO_2), o monóxido de carbono (CO), o óxido nitroso (N_2O), os gases nobres, o metano (CH_4), o ozônio (O_3) e o vapor d'água.

O sol é a principal fonte de energia do planeta. Quando a radiação solar chega ao nosso planeta, a atmosfera reflete 25% desta radiação de volta para o espaço. Da radiação que atravessa a atmosfera parte será absorvida, aquecendo o solo, os seres vivos, a própria atmosfera e as águas. A superfície da Terra, por sua vez, irradia calor de volta na faixa do infravermelho. Se só houvesse o nitrogênio e o oxigênio na atmosfera toda esta radiação se perderia no espaço. No entanto existem certos gases, chamados gases de efeito estufa (GEE), que ao serem atingidos por esta radiação infravermelha vibram nesta faixa de frequência, retendo assim esta energia e consequentemente o calor da terra. Sem este “efeito estufa” (EE) natural destes gases a vida na terra não existiria ou pelo não teria a atual exuberância. Estudos mostram que a temperatura média da superfície da terra seria de $-18^\circ C$ ao invés da atual média de $+15^\circ C$.

O efeito estufa, que possibilitou o surgimento e ampliação da vida na terra, vem crescendo por causa do aumento das emissões antropogênicas destes gases. A crescente utilização de combustíveis fósseis desde o início da revolução industrial, está causando um aumento do efeito estufa com consequente aumento gradual da temperatura do planeta e mudanças nas condições de sobrevivência das espécies.

A tabela 1 mostra os quatro principais gases de efeito estufa (GEE) e suas respectivas contribuições proporcionais para o aumento do efeito estufa (EE).

GEE	Contribuição para o aumento do EE
dióxido de carbono (CO_2)	55%
clorofluorcarbonos (CFCs)	24%
metano (CH_4)	15%
óxido nitroso (N_2O)	6%

Tabela 1 – Principais gases que contribuem para o aumento do Efeito Estufa.

A que se observar que, apesar dos CFCs e do CH_4 estarem presentes na atmosfera em concentrações muito menores que a concentração do dióxido de carbono, os mesmos possuem capacidades muito maiores de absorver a energia das radiações infravermelho, respectivamente vinte e vinte mil vezes a capacidade de absorção do CO_2 .

Todas as atividades humanas, desde a descoberta do fogo, que resultem em combustão, geram CO_2 e influem na concentração atmosférica de CO_2 . No entanto só a partir da revolução industrial e da ampliação das atividades agro-pastoris é que esta influência antropogênica começou a se tornar relevante. Entre as principais atividades humanas que contribuem para o crescimento das emissões de CO_2 pode-se citar:

- Usinas termoelétricas que utilizam a queima de combustíveis para a geração de energia elétrica;
- Unidades de extração de combustíveis fósseis;

- Processos industriais que utilizem qualquer forma de combustão;
- Veículos terrestres, aquáticos ou aéreos que utilizem motores a combustão;
- Queimadas para “limpeza” de áreas destinadas a agricultura ou ao plantio de pastos para pecuária.

Segundo o relatório “Emissões de CO₂ a partir da queima de combustíveis” (IEA, 2009) nos países desenvolvidos, entre as muitas atividades humanas que produzem gases com efeito de estufa, a utilização da energia representa de longe a maior fonte de emissões. Como visto na figura 1, as emissões resultantes da produção, transformação, manipulação e consumo de todos os tipos de “comodites” de energia representa 83% dos gases de efeito estufa antropogênicos.

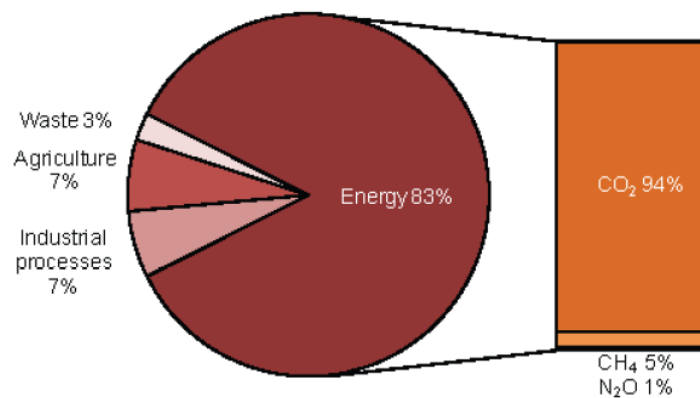


Figura 1 – Distribuição de Emissões de GEE (IEA, 2009)

Como visto na figura 2, o fornecimento de energia primária total (TPES - Total Primary Energy Supply) no mundo mais do que dobrou entre 1971 e 2007. O fato do percentual de participação de energias não fósseis ter crescido de 14% para 18% se deve ao aumento da utilização de energias consideradas “limpas” tais como energia hidroelétrica, energia nuclear e energia a partir de combustíveis renováveis. No entanto a geração de energia a partir de combustíveis fósseis teve um crescimento absoluto de cerca de cinco giga toneladas de óleo equivalente (IEA, 2009).

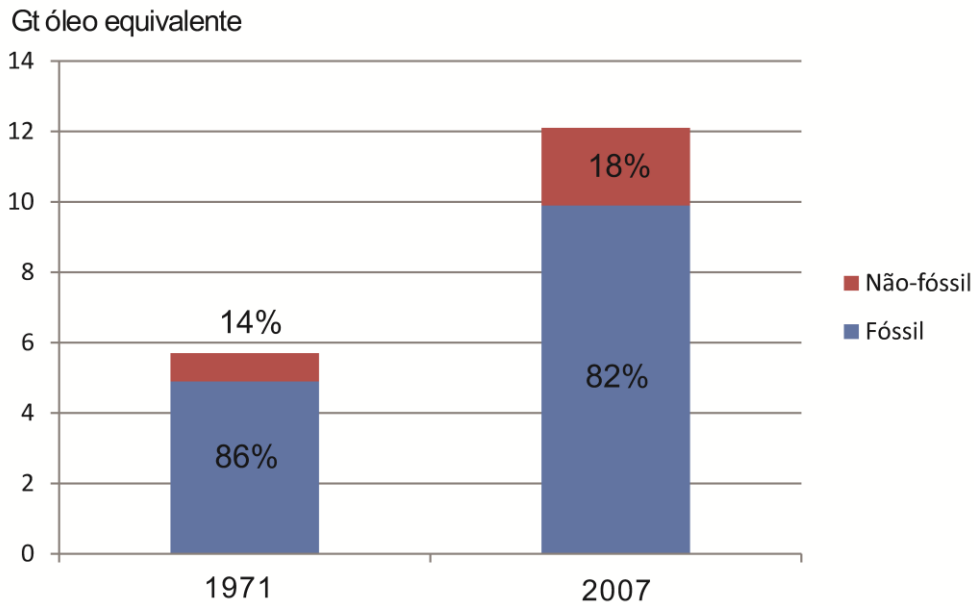


Figura 2 –TEPS Mundial (IEA, 2009)

A utilização de combustíveis renováveis, como o etanol de cana de açúcar, tem teoricamente a vantagem de não acrescentar na atmosfera carbonos novos, visto que o carbono gerado pela sua queima foi capturado da própria atmosfera pelos vegetais dos quais foram produzidos. No entanto temos que analisar o ciclo de vida completo da produção destes combustíveis. Práticas como a queima de canaviais para facilitar a colheita e a utilização de equipamentos agrícolas e caminhões de transporte movidos a combustíveis fósseis, sem falar nas questões sociais, são aspectos que tendem a diminuir a vantagem comparativa.

2. Captura e armazenamento geológico de carbono

A Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS - Carbon Capture and Geological Storage) é um processo de mitigação das mudanças climáticas pelo qual o CO₂ gerado por atividades industriais concentradas, como as termelétricas, unidades de extração de combustíveis fósseis e demais processos industriais que utilizem combustão, é capturado e armazenado em formações geológicas.

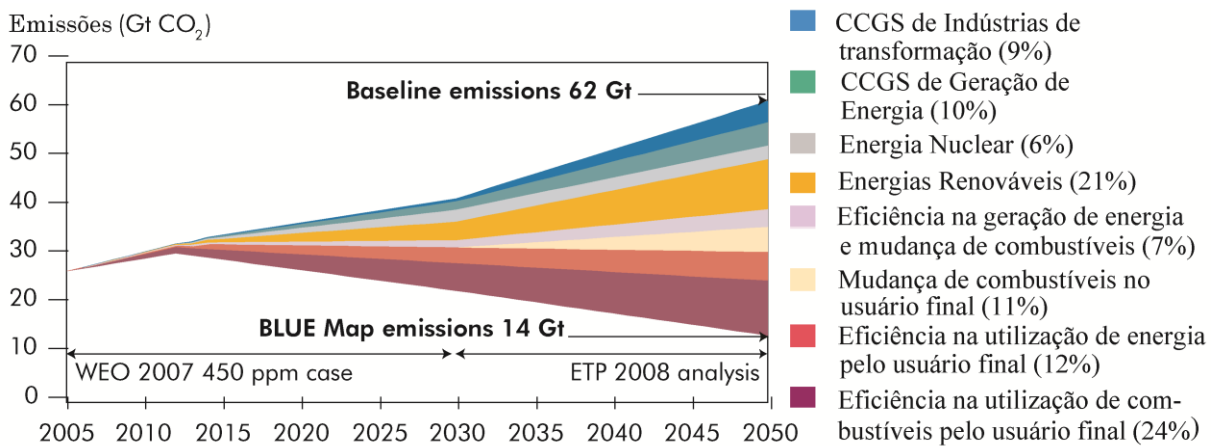


Figura 3 – Cenários para redução das emissões de CO₂ (IEA, 2008)

Poder-se-ia questionar a importância da utilização do processo de CCGS na diminuição das

emissões de CO₂ uma vez que hoje em dia os veículos a combustão são os maiores contribuintes para o aumento do EE. No entanto os veículos tendem a diminuir esta contribuição com o desenvolvimento e progressiva mudança para outros tipos de motores e combustíveis. Como exemplo pode-se citar o carro elétrico. Embora a geração de energia elétrica utilizada para abastecer um carro elétrico possa vir de uma usina termoeletrica a carvão, considerada fonte de energia “suja”, o CO₂ emitido de forma concentrada por esta usina pode ser sequestrado, enquanto a captura do CO₂ emitido de forma distribuída por estes milhões de veículos a combustão é economicamente inviável.

O estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2008) mostra que a redução das emissões de GEE só poderá ser alcançada adotando-se uma série de medidas e tecnologias. Como visto na figura 3, traçando linhas até o ano de 2050, a IEA afirma que se continuarmos emitindo GEE da forma indiscriminada, as emissões globais podem chegar a 62 GT/CO₂ ao ano. Com um grande esforço de redução de emissões, mesclando o CCGS, o sequestro de carbono por biomassa, as energias renováveis, a eficiência energética em diversos aspectos, e a energia nuclear, podemos reduzir as emissões globais para 14 GT/CO₂ ao ano.

No caso brasileiro estima-se que só as reservas do pré-sal, que possuem uma concentração de CO₂ duas a três vezes superior à dos demais reservatórios, possam um potencial de emitir, durante a sua exploração, um total de 3 Gt/CO₂.

O CCGS é uma opção de transição entre os dias de hoje, em que a matriz energética global é baseada em combustíveis fósseis, e um futuro no qual a matriz energética global passará a ser dominada por energias livres de carbono.

O CCGS pode ser dividido em seis etapas básicas:

- Separação;
- Desidratação;
- Compressão;
- Transporte;
- Injeção;
- Armazenamento e monitoramento.

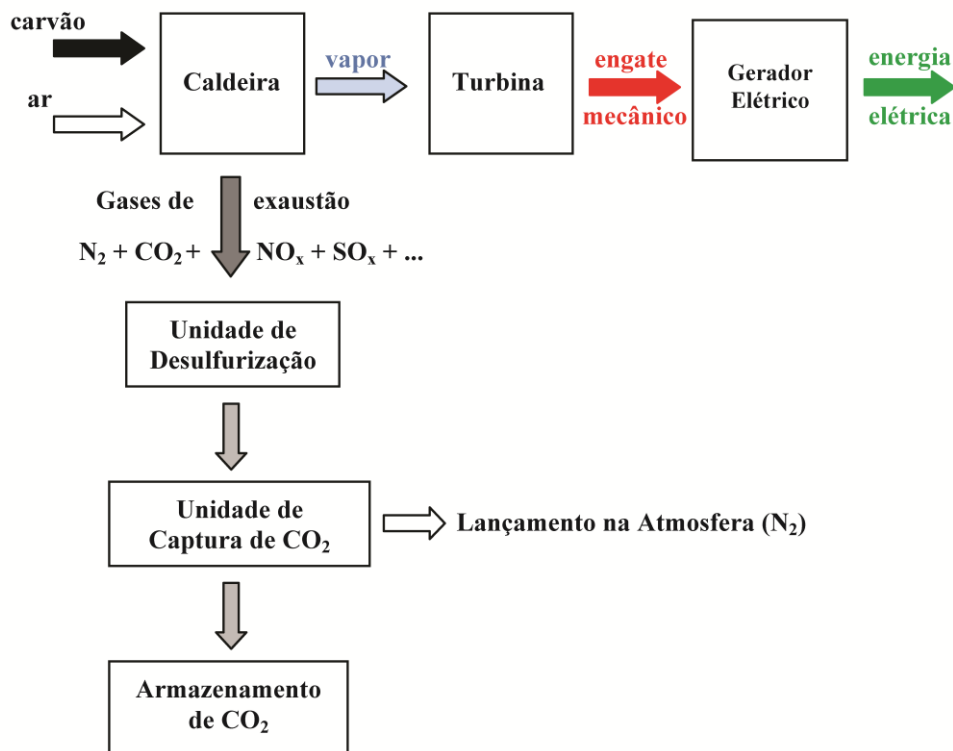


Figura 4 - Usina Termoelétrica a Carvão com sistema de captura de CO₂

2.1 Separação

Esta etapa visa separar o CO₂ dos demais gases de exaustão de um processo industrial de combustão. Usando como exemplo uma usina termoelétrica a carvão, a combustão do mesmo aquece uma caldeira que gera vapor que movimenta as turbinas que estão interligadas aos geradores de eletricidade, como visto no esquema da figura 4. Os gases de exaustão, que são constituídos de aproximadamente 15% de CO₂, 85% de N₂ e menos de 1% de outros compostos (entre eles SO_x e NO_x), passam por um sistema de dessulfurização para retirada de maior parte dos compostos a base de enxofre. Seguem depois para a unidade de captura onde o CO₂ é separado dos outros constituintes que continuam o seu caminho até serem lançados na atmosfera. O gás lançado na atmosfera é predominantemente nitrogênio (N₂)

Existem hoje em dia, já desenvolvidos ou em desenvolvimento, uma série de métodos de separação de CO₂, entre eles podemos citar:

- Absorção química;
- Absorção física;
- Filtragem através de membranas;

- Destilação criogênica e
- Oxidcombustão.

A Absorção química é o processo mais amplamente utilizado já possuindo uma série de plantas piloto espalhadas pelo mundo. A mais antiga planta comercial de CCGS em Sleipner, na Noruega, utiliza este processo e está em operação desde 1996.

O processo consiste em se usar um solvente, normalmente uma amina, que reage quimicamente com o CO₂ formando um composto. Como visto na figura 5, esta reação ocorre em uma torre de absorção, cujo comprimento e seção reta dependem basicamente da vazão do gás de exaustão do processo industrial. O composto assim formado é transferido para o elemento de regeneração onde é submetido a uma elevação de temperatura para liberar o CO₂. O solvente livre do CO₂ retorna a torre de absorção começando assim um novo ciclo.

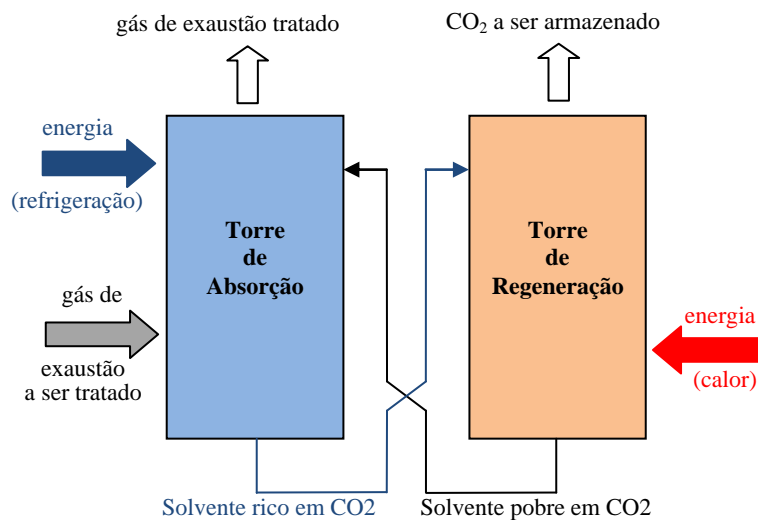
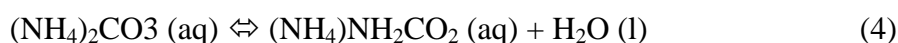
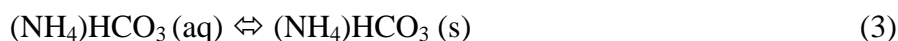
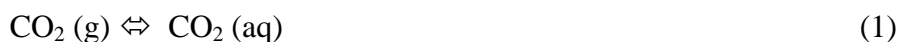


Figura 5 – Esquema de absorção e regeneração para captura de CO₂.

Como exemplo de processos comerciais de absorção química tem-se o CAP (Chilled Ammonia Process – Processo de Amônia Resfriada) que foi desenvolvido pela Alstom Power e é utilizado em suas plantas piloto de captura de carbono desenvolvidas em parceria com empresas americanas de geração de energia elétrica. A primeira planta piloto, de 1,7 Mwatts, foi desenvolvida para a Usina Termoelétrica Pleasant Prairie da WE Energies, em Wisconsin. A segunda foi desenvolvida para uma unidade de 20 Mwatts da Usina Termoelétrica de Mountaineer da American Electric Power na Virginia do Oeste (SHERRICK, 2009).

As reações químicas globais associadas ao CAP são definidas pelas equações 1 a 4:



As reações no processo são todas reversíveis e suas direções dependem da pressão, da temperatura e da concentração no sistema. As equações são exotérmicas, da esquerda para direita, e endotérmicas da direita para esquerda, requerendo a retirada ou adição de calor.

2.2 Desidratação

Esta etapa só é necessária caso o CO₂ separado na etapa anterior esteja com grau de umidade que possa levar à corrosão os elementos de transporte.

2.3 Compressão

Para ser transportado o CO₂ precisa ser comprimido na faixa entre 1000 e 3000 psi (BARRIE, 2004).

2.4 Transporte

O CO₂ é transportado por dutos denominados carbodutos. Dependendo do tamanho do carboduto pode haver a necessidade de se utilizar unidades de compressão no meio do trajeto.

2.5 Injeção

Nesta etapa o CO₂ é injetado através de poços de injeção cuja tecnologia já é amplamente dominada e já vem sendo utilizada há muito tempo pelas empresas de produção de óleo no processo de EOR (Enhanced Oil Recovery – Recuperação Avançada de Óleo). Existem várias opções de locais para a injeção entre as quais podemos citar:

- Campos de produção de petróleo esgotados ou em via de esgotamento;
- Aquíferos salinos e
- Leitões de carvão.

2.5.1 Injeção em campos de produção de petróleo esgotados ou em via de esgotamento

A opção da injeção em campos de produção de petróleo em vias de esgotamento, além da função de sequestro do CO₂, cumpre o papel de aumentar a produção, no processo de EOR. A vantagem de se substituir a água por CO₂ no processo de EOR é que o CO₂ aumenta a fluidez do óleo. Como exemplo pode-se citar o projeto Weyburn localizado na fronteira entre o Canadá e os Estados Unidos em funcionamento desde 2000. Neste projeto o CO₂, com 95% de pureza, capturado em uma planta de gaseificação de carvão em Beulah (Dacota do Norte) é transportado por carboduto até o poço de produção de óleo em Weyburn (Canadá) onde é injetado (ZHOU, 2004).

A figura 6 mostra o gráfico que comprova a elevação da produção de óleo após o início da injeção de CO₂ (indicado pela seta vermelha) em comparação com a tendência de se continuar com o sistema de injeção de água (linha pontilhada em azul).

2.5.2 Aquíferos salinos

Os aquíferos salinos estão espalhados por todo o subsolo do planeta. Como esta água não pode ser utilizada nem pela agricultura e muito menos para consumo animal ou humano, esta opção de armazenar o CO₂ em aquíferos salinos parece ser bem promissora. O primeiro projeto de captura geológica de carbono foi desenvolvido pela Statoil (empresa de energia da Noruega) em seu campo de produção de gás natural de Sleipner (localizado no Mar do Norte).

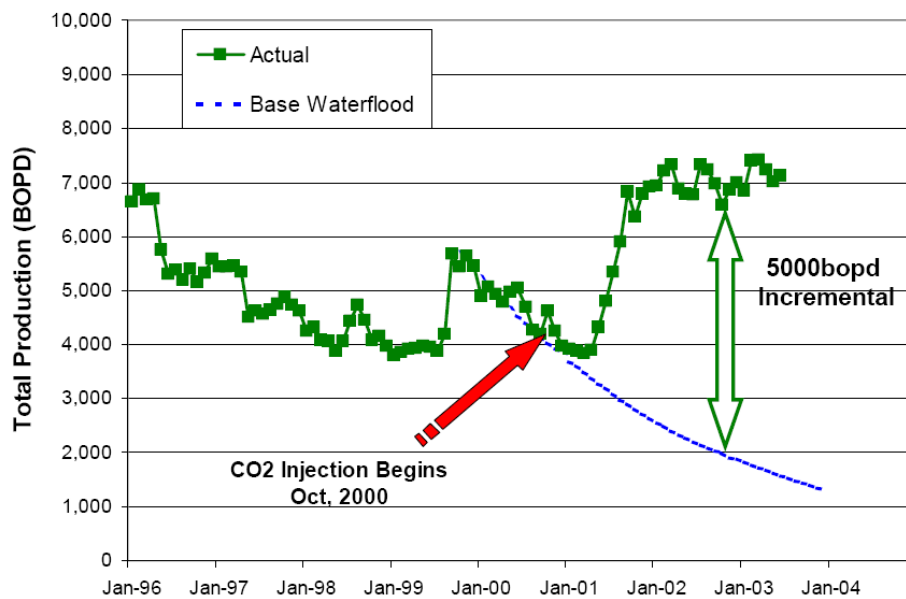


Figura 6 – Evolução da produção de Óleo no campo de Weyburn - Fonte: Site IEA

Segundo a Statoil o percentual de CO₂ no gás natural de seu campo em Sleipner é de 9%, que está acima dos padrões requeridos por seus consumidores. Em 1991 o governo norueguês introduziu uma taxa de USD 50 por tonelada de CO₂ emitida. Estes dois aspectos (padrões exigidos por consumidores mais taxação) incentivaram a Statoil a desenvolver o projeto para captura geológica.

Fisicamente o projeto é composto de duas plataformas. Na primeira é realizada a extração do gás natural rico em CO₂. Este gás é repassado para a segunda plataforma onde em uma unidade de separação por absorção química o CO₂ após ser separado é comprimido e injetado em um aquífero salino localizado a 1000 metros abaixo do leito do mar. Segundo as projeções do relatório especial do IPCC de 2005 a capacidade de armazenamento total do projeto de Sleipner é de 20 milhões de toneladas de CO₂, das quais, segundo a Statoil até o final de 2008 quase 11 milhões de toneladas de CO₂ já tinham sido armazenadas.

2.5.3 Leito de Carvão

Para a viabilização do armazenamento de CO₂ em leitos de carvão este processo deve estar associado ao processo de produção de metano a partir de leitos de carvão. A injeção de CO₂ visa à recuperação da produção do metano ECBM (Enhanced Coal Bed Methane Recovery). O processo vem sendo estudado pelo Instituto Federal Suíço de Tecnologia (ETH – Zurich). Estes estudos visam alcançar a compreensão necessária para a aplicação da tecnologia em campos de maior escala.

2.6 Armazenamento e monitoramento

Armazenamento e monitoramento são considerados como uma única etapa, pois o monitoramento nada mais é que a garantia de estanqueidade do armazenamento do CO₂. Segundo o relatório especial do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2005) este monitoramento visa verificar possíveis vazamentos ou outras formas que possam deteriorar a integridade do armazenamento ao longo do tempo, garantindo que não apresenta riscos ao meio ambiente. Várias tecnologias devem ser utilizadas para atingir diversos tipos de Monitoramento:

- Monitoramento da vazão e pressão da injeção;
- Monitoramento da distribuição do CO₂ no subsolo;
- Monitoramento da integridade dos poços de injeção;
- Monitoramento dos efeitos locais sobre o meio ambiente e
- Monitoramento através de uma rede de sensores colocados em pontos distantes dos locais de injeção.

Todos os dados provenientes destes monitoramentos deverão alimentar sistemas computacionais dotados de softwares “inteligentes” que implementem um sistema de gestão de riscos que, além de definir tendências possam antever situações de risco e determinar mudanças de operação e determinar as devidas rotas de mitigação em caso de possíveis vazamentos ou mau funcionamento do sistema.

3. Gerenciamento de risco, política e regulação

O Risco é o produto da probabilidade de ocorrer as causas pela magnitude da severidade das consequências.

Normalmente em empreendimentos industriais as causas de eventos de grande magnitude são tratadas com uma gestão da tecnologia, ou seja, especificação de equipamentos e materiais, elaboração de normas e procedimentos, programas de treinamento, etc. Desta forma a busca pela diminuição do risco se concentra na diminuição da probabilidade de ocorrência das causas que desencadeiam a série que leva aos eventos catastróficos e suas consequências. Estas consequências são analisadas a partir de dados do entorno do empreendimento, sua população e recursos naturais dos quais ela depende. Desta forma são propostos planos de contingência e mitigação caso os eventos catastróficos venham a ocorrer.

Os riscos em projetos de CCGS são de origem híbrida, uma combinação de riscos tecnológicos e naturais, pois uma parte das causas de possíveis vazamentos não depende da operação da tecnologia. O tamanho do reservatório, mudanças demográficas, o comportamento sísmico na região, o micro clima, etc., podem atuar modificando as características do processo e conseqüentemente a sua complexidade. Desta forma tem-se menos controle sobre as causas que podem levar a um evento catastrófico, sendo importante monitorar e identificar anomalias no processo que possam acionar um plano de alerta de forma a controlar o processo com antecipação.

A complexidade da análise de risco no processo de CCGS depende de uma série de aspectos inerentes a cada projeto dos quais se podem citar:

- Tecnologia de separação;
- Vazão de separação e injeção;
- Distância entre o local onde se dá a separação e o local de injeção;
- Finalidade da injeção;
- Características do reservatório utilizado para o armazenamento;
- Tecnologia de monitoramento e
- Substâncias que formam o gás a ser injetado.

A combinação destes aspectos irá determinar quais riscos devem ter a sua análise realizada.

A magnitude e a complexidade dos eventos envolvidos nos projetos de CCGS impedem que os mesmos possam ter um gerenciamento de risco clássico baseado em procedimentos administrativos e controles operacionais. Diferentemente de uma planta industrial o processo de CCGS está embutido em um corpo natural que é responsável pela sua função final. A atuação da população do entorno e dos abalos sísmicos como causa e efeito em uma série de risco e as alterações geofísicas e geoquímicas naturais do reservatório, exemplificam claramente a dinâmica impar do gerenciamento de risco de um projeto de CCGS, impondo ao seu sistema de gerenciamento de risco uma inteligência adaptativa capaz de acompanhar esta dinâmica.

A implantação dos projetos de CCGS precisa contar com a aprovação da sociedade que deve acreditar que o CO₂ injetado ficará armazenado no reservatório por milhares de anos. Para tal, a análise dos riscos associada ao eventual escape de CO₂ é uma etapa fundamental no ciclo de vida do sistema de armazenamento e visa promover e garantir a segurança da atividade para o meio ambiente e a saúde humana, colaborando para a aceitação da tecnologia pela sociedade.

Além da segurança do armazenamento, outro aspecto sujeito a críticas que precisa ser tratado para permitir a aceitação pública é a sustentabilidade.

Estes dois aspectos, risco e sustentabilidade precisam ser abordados num processo de desenvolvimento da política e regulação, que ainda não existem no Brasil, para tratar e permitir a implantação dos projetos de CCGS. Neste contexto, a responsabilidade no longo prazo sobre o armazenamento de CO₂ será fator de vital importância para regulação e licenciamento desses empreendimentos.

Devido às recentes e importantes descobertas de reservas de petróleo do pré-sal antecipam-se dois impactos associados: (a) aumento nas emissões de CO₂ pela intensificação da queima deste combustível fóssil para geração de energia; e (b) como o gás do pré-sal apresenta alto teor de CO₂ (superior a 10%), este deverá ser removido para enquadramento na especificação da ANP, não havendo ainda tecnologia certificada de destino deste volume de CO₂ removido.

Como exemplo do alto risco dos projetos de CCGS pode-se citar o desenvolvido pela In Salah Gas (ISG), uma “joint venture” que reúne a British Petroleum (33%), a Statoil (32%) e a Sonatrach, da Argélia (35%). O gás produzido pelos poços de produção na região do deserto do Saara possuem em média 7% de CO₂ e precisam ter este percentual reduzido para um valor menor que 0,3% para poder ser exportado para a Europa. Neste sentido foi implantada uma unidade de purificação localizada no oásis de Krechba, no deserto do Saara, a 700 Km de Argel.

O metano purificado segue para o norte em um gasoduto até se interligar à rede de exportação de gás da Argélia, enquanto o CO₂ capturado é pressurizado, transportado por caroduto e injetado em um aquífero salino localizado abaixo do campo de gás.

O grande risco deste empreendimento é a possibilidade da migração do CO₂ em direção a um aquífero potável antigo que repousa acima do reservatório de gás. Investigações demonstraram que a parte superior do reservatório onde o CO₂ está sendo injetado possui uma espessa camada de xisto que promove a selagem deste reservatório. No entanto este risco de contaminação da água subterrânea deve ter uma atenção prioritária, principalmente se for levado em consideração que a região onde se encontra o empreendimento possui uma severa escassez e um histórico de violentos conflitos pelo controle da água.

4. Perspectivas de utilização de CCGS no Brasil

Devido a sua imensa costa e ao modelo de colonização voltado para a exploração e exportação dos recursos naturais costeiros a ocupação do território brasileiro se desenvolveu ao longo do seu litoral. Só com os movimentos de exploração em busca de ouro e pedras preciosas é que se consolidou o povoamento do interior e o surgimento de províncias como a das Minas Gerais. No entanto, mesmo durante o auge do ciclo do ouro, o litoral mantinha sua posição de domínio uma vez que as riquezas eram, quase que na sua totalidade, enviadas para a metrópole. O interior seguiu então a sua vocação agrícola e pastoril até chegar aos dias atuais com os rentáveis agronegócios que determinam a balança comercial altamente favorável.

O processo de industrialização se concentrou no litoral, principalmente na região sudeste. A figura 7 apresenta as distribuições de produção de duas das maiores indústrias emissoras: as indústrias cimenteira e siderúrgica. Segundo o relatório anual de 2008 do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC) as contribuições das regiões sudeste, nordeste e sul somaram no ano de 2008 85% da produção total de cimento. Segundo o site do Instituto Aço Brasil no mês de março de 2010 94% da produção de aço bruto concentrou-se na região sudeste.

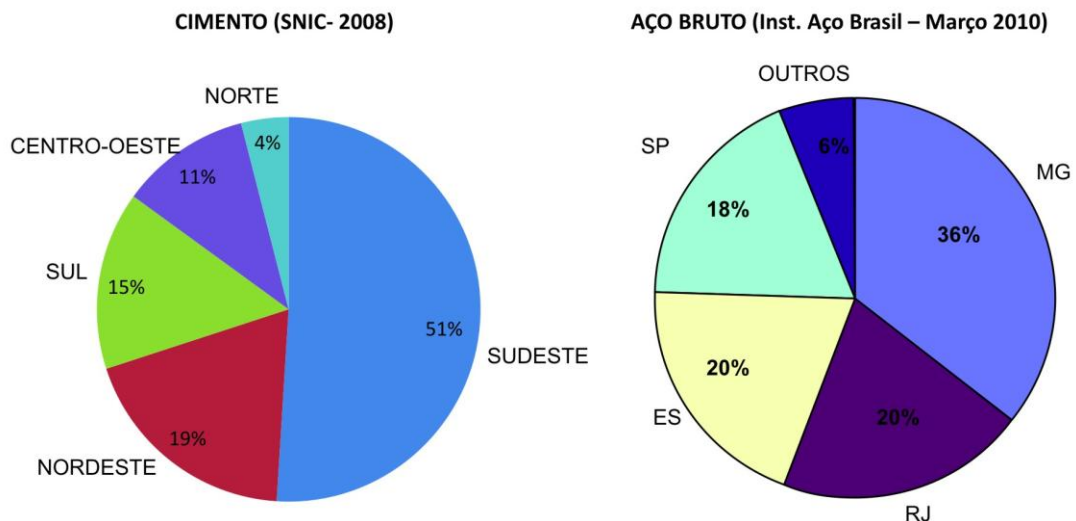
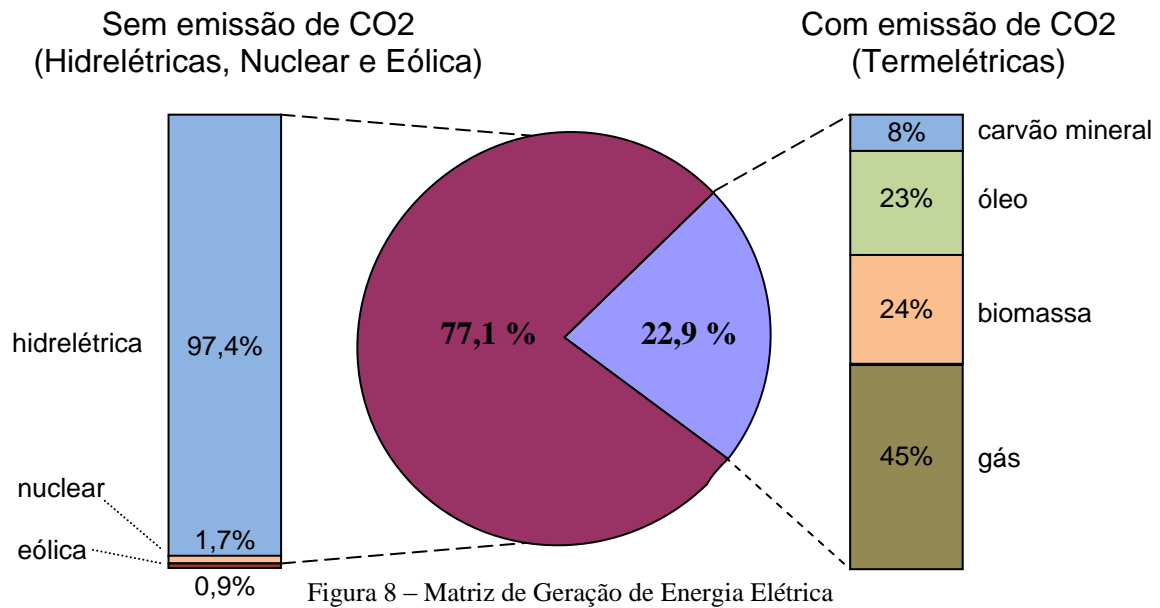


Figura 7 – Distribuição de produção de cimento e aço bruto

Outra fonte de emissões é a geração de energia elétrica. A figura 8 mostra a matriz de geração de energia elétrica do Brasil segundo dados do site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O Brasil tem uma matriz predominantemente livre das emissões de CO₂, onde a



geração hidrelétrica em conjunto com as mínimas contribuições de energia nuclear e eólica é responsável por 77,1% de toda a energia elétrica gerada no Brasil. No entanto os 22,9% restantes são gerados pelas termelétricas a combustão, com uma predominância das termelétricas a gás, mas com quase um terço (31%) de energia gerada por termelétricas altamente poluidoras, a óleo e a carvão mineral.

A figura 9 mostra a distribuição em potência outorgada dos diversos tipos de unidades geradoras de energia elétrica em construção, segundo dados do site da ANEEL.

Quando se compara as termelétricas em operação (matriz atual – figura 8) com as termelétricas em construção (figuras 9) observa-se um aumento de 22,9% para 31%. Pode-se observar ainda que as termelétricas a carvão e a biomassa tem um crescimento no percentual de participação, respectivamente de 8% para 35% e de 24% para 40%. As termelétricas a óleo têm um comportamento estável na mesma comparação, enquanto as termelétricas a gás têm um expressivo decréscimo percentual de 45% para 4%.

Este decréscimo a médio prazo deve ser revertido quando as imensas reservas do pré-sal com razão gás/óleo na ordem de 200 m³ gás/m³, começarem a ser disponibilizadas.

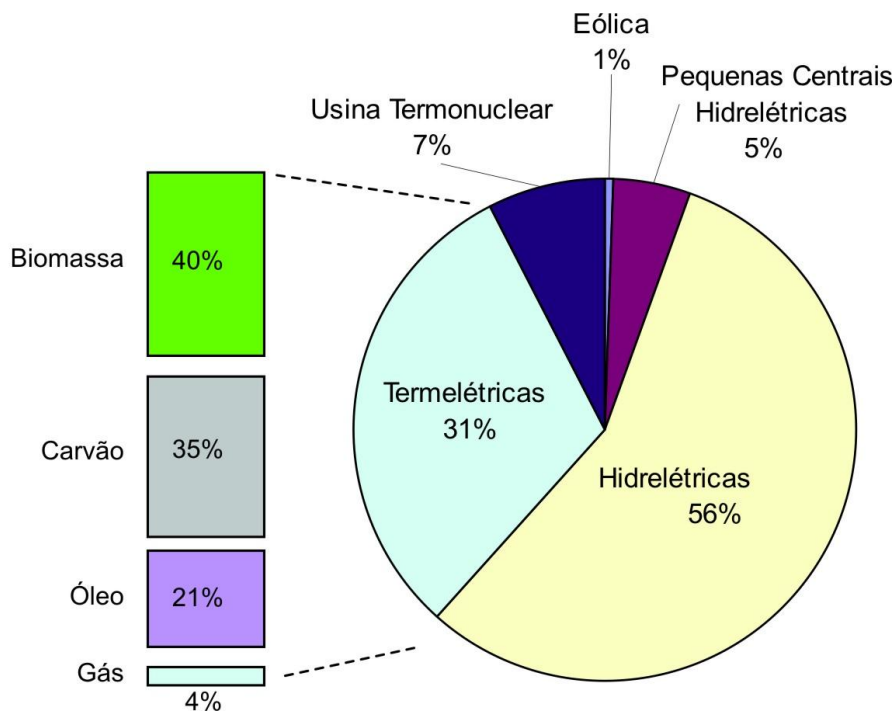


Figura 9 – Unidades de Geração de Energia Elétrica em construção

Este crescimento das termelétricas leva o Brasil rumo a uma matriz mais “suja”. Este aumento nas emissões torna ainda mais clara a importância estratégica que os projetos de CCGS têm no futuro de médio prazo.

A ampliação da rede de gasodutos, principalmente no litoral, teve seu último grande marco na interligação das malhas sudeste e nordeste com o início da operação do Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene) em março de 2010.

A implantação de uma rede de carbodutos interligando as fontes de emissões com os reservatórios pode ser mais facilmente obtida implantando os carbodutos como parte de uma expansão das duto-vias já existentes. Este compartilhamento com os oleodutos e gasodutos já em operação permite reduzir os custos de implantação, operação, manutenção e monitoramento.

Nos casos onde o gás extraído da plataforma continental brasileira tiver de ser transportado para a costa por embarcações pode-se aproveitar a viagem de volta (da costa para as plataformas de produção) para levar CO₂. Neste caso o CO₂ pode ser transportado desde as fontes emissoras até a costa por carbodutos e aí embarcados em navios projetados para transportar tanto gás natural quanto dióxido de carbono.

5. Conclusão

O crescimento no suprimento energético é um fator primordial para o crescimento econômico e para a melhoria dos padrões de qualidade de vida, principalmente nos países emergentes. No entanto a atual matriz energética mundial é responsável pela maior parte das emissões de GEE. A busca por mudanças tecnológicas que venham tornar esta matriz menos emissora deve ser encarada como uma política de longo prazo. A médio e curto prazo, devido a intensa utilização de combustíveis fósseis, o CCGS se mostra como a única tecnologia viável para mitigar as emissões de GEE em grande escala.

A tecnologia do CCGS é uma inovação e também um empreendimento complexo que

necessita de muito investimento em pesquisa não só na sua viabilidade técnica e econômica, mas também ambiental, onde intervenções complementares de engenharia e gerenciamento serão necessárias para o controle dos riscos e garantia de sua sustentabilidade.

No estante, considerando as novas descobertas do pré-sal e as crescentes exigências da regulação internacional, o desenvolvimento e domínio tecnológico do CCGS se torna uma estratégia crucial para a independência e sustentabilidade do Brasil.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Site: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em abril de 2010.

BARRIE, J.; BROWN, K.; HATCHER, P.R. & SCHELLHASE, H.U. *Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risk.*, VII Inter. Conf. GHG Cntrl. Tech., 2004.

IEA. *Energy Technology Perspectives 2008*, Scenarios and Strategies for 2050, 2008

IEA. *CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights*, 2009

INSTITUTO AÇO BRASIL. Site: <http://www.acobrasil.org.br>, acessado em abril de 2010.

IPCC, *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.* Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, New York, 2005

KOORNNEEF, J.; SPRUIJT, M.; MOLAG, M.; RAMÍREZ, A.; TURKENBURG, W. & FAAIJ, A. *Quantitative risk assessment of CO2 transport by pipelines—A review of uncertainties and their impacts.* Journal of Hazardous Materials 177, p. 12-27, 2010.

SHERRICK, B.; HAMMOND, M.; SPITZNOGLE, G.; MURASKIN, D.; BLACK, S.; CAGE, M. & KOZAK, F., *CCS with Alstom's Chilled Ammonia Process at AEP's Mountaineer Plant*, Alstom Power, Inc., 2009.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO (SNIC). *Relatório Anual*, 2008.

WILSON, E.J.; FRIEDMANN, S.J. & POLLAK, M.F. *Research for deployment: Incorporating risk, regulation, and liability for carbon capture and sequestration,* Environ.Sci.Technol. 41, p. 5945–5952, 2007

ZHOU, W., STENHOUSE, ARTHUR, R., WHITTAKER, S., LAW, D.H.S., CHALATURNYK, R. & JZRAWI, W. *The IEA Weyburn CO2 Monitoring and Storage Project – Modelling of the Long-Term Migration of CO2 from Weyburn.* Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada, 5-9 September, I4-6. 2004