



Proposta de um Sistema de Captura de CO₂ para usinas termelétricas brasileiras a carvão fóssil

Letícia A. Licks ¹, Marçal Pires ¹

¹ Faculdade de Química e Centro de Excelência em Pesquisa sobre Captura de Carbono, PUCRS, Av. Ipiranga 6681, Prédio 12B, CEP 90.619-900 Porto Alegre, Tel./Fax: 51 3320-3549, e-mail: mpires@pucrs.br

Resumo

O presente trabalho pretende contribuir avaliando a metodologia de captura do dióxido de carbono (CO₂) por absorção química em sistemas de pós-combustão. Como a captura só é viável para grandes fontes emissoras de carbono, serão utilizadas como base de estudo, as usinas térmicas a carvão fóssil do Brasil. Foi realizado um estudo da técnica de captura de CO₂ por absorção química e um levantamento das potencias áreas para o seqüestro de CO₂. O Brasil possui como área potencial para a realização do seqüestro de CO₂ a região sul do estado de Santa Catarina, que possui o maior complexo termelétrico da América Latina. Este complexo emite cerca de 52% das emissões de carbono pela combustão de carvão no Brasil. A região possui áreas potenciais para o armazenamento geológico.

Palavras-chave: Captura de CO₂; termelétricas; carvão fóssil

Área Temática: Energia

1 Introdução

O CO₂ pode ser capturado em qualquer instalação que use combustíveis fósseis ou biomassa, desde que a escala de emissões seja grande o suficiente. Na prática, somente três áreas são interessantes: a geração de eletricidade (incluindo co-geração), processos industriais e processamento de combustíveis. Emissões de outras fontes (transporte, agricultura, serviços e residencial) são muito dispersas tornando a captura inviável. Medidas alternativas tais como aumento de eficiência energética, uso de energias renováveis, e maior uso de hidrogênio (produzido em plantas centralizadas e dotadas de tecnologias de captura de CO₂), podem ser melhores opções para esses setores.

Como a produção de energia é responsável por 29% das emissões globais de CO₂, a captura de carbono nas plantas de geração de eletricidade que utilizam combustíveis fósseis se apresenta inicialmente como o mais promissor setor para a aplicação dessas tecnologias de captura. Em menor extensão, o CO₂ também pode ser capturado durante a produção de ferro, aço, cimento, produtos químicos e papel, e ainda no refino de óleo, processamento do gás natural e produção de combustíveis sintéticos (tais como hidrogênio e no transporte de combustíveis líquidos produzidos a partir de gás, carvão e biomassa).

O CO₂ pode ser capturado antes ou depois da combustão, usando diferentes tecnologias existentes e emergentes. Nos processos convencionais, o CO₂ é capturado a partir dos gases produzidos durante a combustão (captura pós-combustão). Na geração de eletricidade a captura de CO₂ é mais eficiente quando utilizada em combinação com plantas de alta eficiência em larga escala.

O presente trabalho pretende contribuir avaliando a metodologia de captura do dióxido de carbono por absorção química em usinas térmicas a carvão fóssil e verificando as potencialidades na aplicação no Brasil com o objetivo de mitigar as emissões antropogênicas deste gás, que possui um impacto direto nos efeitos do efeito estufa



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

2 Revisão Bibliográfica

2.1. Sistemas de Combustão

Existem três tipos de tecnologias de combustão de carvão consideradas eficientes: Pulverizada (PC); em Leito Fluidizado (FBC) e a Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC). Estas tecnologias estão em escalas comerciais e de pesquisa e desenvolvimento (BRASIL, 2006). Durante a combustão do carvão ocorre a emissão de alguns poluentes como: cinzas volantes, SO_x, NO_x e etc. Para evitar a emissão acima dos limites impostos pela legislação destes poluentes à atmosfera, as usinas devem adotar sistemas de controle para o abatimento dos poluentes atmosféricos.

No Brasil a maioria das termelétricas a carvão utilizam o sistema de combustão pulverizada (*Pulverized Coal - PC*) para a geração de energia. Neste sistema o carvão é moído na forma de um pó (diâmetro da partícula < 7 µm) e juntamente com um fluxo de ar é queimado para fazer o aquecimento de uma caldeira que produzirá vapor em alta pressão. Este vapor alimentará uma turbina que está acoplada a um gerador que transformará a energia mecânica em energia elétrica. O vapor de pressão baixa que sai da turbina de vapor é condensado e bombeado novamente à caldeira. O funcionamento do ciclo de energia do fluido (vapor) para a conversão da energia térmica do combustível à energia elétrica útil segue o que é chamado o ciclo de Rankine (XAVIER, 2004).

Os gases emitidos na queima do carvão poderão passar por um sistema de remoção de particulados e gases ácidos. Estes gases após o tratamento serão liberados para a atmosfera e apresentam em sua composição níveis de CO₂ entre 13% - 15% em volume (SEKAR, 2005).

Neste tipo de combustão existem tecnologias de vapor subcrítico, supercrítico ou ultracílicos. As operações subcríticas referem-se a processos onde a pressão de vapor é aproximada de 22 MPa (± 217 atm) e temperaturas em torno de 550 °C. A eficiência do processo com este tipo de operação varia entre 33 e 37%, dependendo também do tipo de carvão, e dos parâmetros de operação (MASSACHUSETTS, 2007). Todas as termelétricas brasileiras a carvão operam em condições subcríticas.

2.2. Métodos de Captura

Os métodos mais comumente utilizados para a captura de CO₂ são: separação por membranas, Destilação Criogênica, Adsorção, Absorção química e física. A absorção química destaca-se entre os métodos citados devido sua aplicação comercial comprovada.

Absorção Química

A absorção química vem sendo extensamente usada para a retirada de CO₂ de correntes gasosas em processos industriais. Desde 1929 já existiam plantas industriais que utilizam a monoetanolamina (MEA) para capturar CO₂. Apesar de ser um processo relativamente caro, os processos de absorção podem ser lucrativos devido à possibilidade de comercialização do CO₂ capturado.

A absorção química refere-se aos processos onde um gás é absorvido em um solvente líquido pela formação de um composto quimicamente ligado. Quando utilizado em usinas térmicas para capturar em sistemas de pós-combustão de CO₂, o gás de combustão é borbulhado através do solvente em uma coluna absorvente empacotada. Em seguida o solvente passa através de um regenerador onde o CO₂ absorvido é expulso (*stripped*) do solvente utilizando vapor em contra-corrente a 100 — 120°C. O vapor d'água condensa, deixando um fluxo de CO₂ de alta concentração (>99%), que pode ser comprimido para utilização comercial ou estocagem. O solvente pobre é refrigerado a 40 – 65 °C e reciclado na coluna absorvente (HERZOG; GOLOMB, 2004).

Segundo Neves (2007) a absorção química também pode ser dividida em duas



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

categorias: a primeira refere-se aos processos de soluções aquosas de alcanolaminas, onde soluções de aminas relativamente concentradas são empregadas durante a absorção; uma segunda categoria é formada por processos que usam soluções de carbonato de potássio, com técnica e equipamentos semelhantes aos utilizados nos processos com soluções de aminas.

A amina mais utilizada em processos com pressões parciais mais baixas para captura de CO₂ é a MEA. Por esta razão, a absorção de CO₂ por MEA (C₂H₄OHNH₂). A principal vantagem deste tipo de solvente é que elas podem alcançar baixos níveis de gás carbônico residual com uma instalação simples e relativamente barata. A principal desvantagem deste tipo de solução é a formação de carbamato em vez de carbonato (NEVES, 2007) e o consumo de energia. Os carbamatos ou uretanos são um grupo de compostos orgânicos que compartilham de um mesmo grupo funcional cuja estrutura é NH(CO)O⁻.

Existe uma grande variedade dos tipos de aminas que podem ser utilizadas nos processos de absorção de CO₂ (CULLINANE, 2005). A escolha do solvente a ser utilização no sistema de absorção é uma etapa importante na aplicação da técnica de captura, pois o custo de implementação do sistema mais significante está relacionado com a energia requerida para a regeneração do solvente, que equivale a 49% do custo total (CULLINANE, 2005).

A energia de regeneração pode ser estimada basicamente pelas propriedades dos solventes como a capacidade de absorção, calor de absorção e a taxa de absorção. A capacidade de absorção é definida como a quantidade de CO₂ absorvida por unidade do solvente. A capacidade de absorção define a concentração total de CO₂ que está dentro das pressões parciais de equilíbrio, refletindo nas características do equilíbrio líquido-vapor do solvente. Uma alta capacidade significa que o CO₂ pode ser absorvido com uma determinada energia. Quando o CO₂ reage com o solvente de absorção ocorre à liberação de calor. Uma quantidade de calor deve ser aplicada para inverter a reação e para remover o CO₂ da solução após a absorção.

3 Resultados e Discussão

Um dos aspectos mais importantes na implementação de um sistema de captura é o custo envolvido em todo o sistema. Atualmente a captura diminui o rendimento energético das plantas indústrias, visto que é necessário o consumo de energia para o funcionamento do sistema de captura de CO₂.

Um sistema que está sendo testado em diversos países para a captura de CO₂ em termelétricas de combustão pulverizada já existentes, é a absorção química por aminas. O esquema, representado pela Figura 1, é conhecido como *Retrofit*, pois o sistema de captura é acoplado a uma usina já instalada.

O sistema de captura é adicionado no fluxo dos gases que seriam enviados à atmosfera após a realização da remoção do material particulado e dos gases ácidos. Como observado pela Figura 1, para a regeneração do solvente é necessária à utilização da energia que antes seria enviada diretamente para o gerador. Assim ocorre a necessidade de geração de mais energia para manter a eficiência do processo.

Segundo pesquisa de Esber III (2006), uma termelétrica que opere em condições subcríticas, com uma eficiência de 34,3%, após a implementação do sistema de captura ela terá uma eficiência de 25,1%, ou seja, ela perderá aproximadamente 9% de eficiência. Sistemas *PC* quando acoplados a uma caldeira em condições supercríticas minimizam significativamente o custo com a captura de CO₂ em relação a termelétricas que trabalham em sistemas subcríticos simples com baixa eficiência (INTERNATIONAL..., 2007).



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

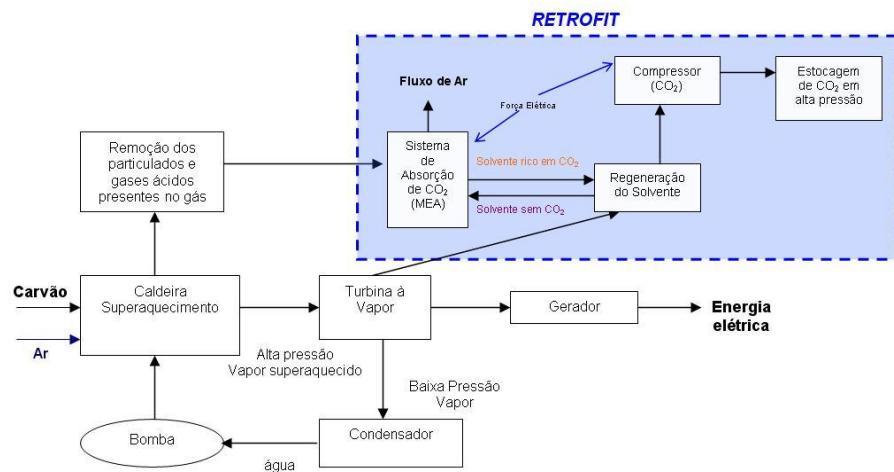


Figura 1- Sistema simplificado de combustão pulverizada com captura de CO₂ por absorção química – sistema *Retrofit*.

Fonte: Adaptado de SEKAR, 2005.

3.1. Avaliação de Áreas para o seqüestro de carbono no sul do Brasil

Existem dois pontos fundamentais para a escolha da área a ser realizado o seqüestro de carbono: (1) As fontes emissões devem ter grandes concentrações de carbono a serem captados e posteriormente estocados e (2) O local de captura deve ser próximo ao de armazenamento. Isto facilitará o transporte, o que será menos oneroso tornando o processo viável.

O armazenamento de CO₂ em carvão fóssil é um dos métodos mais promissores das várias alternativas de seqüestros geológicos atualmente investigados (OBERZINER; SOARES; MOREIRA, 2005). Segundo Sousa et al. (2006c), para a estocagem de CO₂, a mina deve ser subterrânea com no mínimo 400 metros de profundidade. Os critérios para a estocagem geológica em carvão do CO₂ devem ser analisados criteriosamente para que se constate o potencial de seqüestro real de uma determinada jazida de carvão. Esta análise está fora do escopo deste trabalho, visto que é de objetivo é a análise de uma técnica de captura de CO₂ a partir das usinas termelétricas brasileiras. Pretende-se apenas indicar uma área potencial para futuros estudos geológicos.

No Brasil as áreas potenciais para a estocagem geológica do CO₂ em camadas de carvão, bem como as áreas de aplicação da técnica de captura localizam-se na região sul. O carvão brasileiro, conforme anteriormente comentado está distribuído geograficamente na região sul.

Rio Grande do Sul - Região de Candiota

No município de Candiota RS, localizado a 400 km de Porto Alegre, está situada a usina termelétrica, Presidente Médici – Candiota II, que possui capacidade instalada de 446 MW. A usina de Candiota encontra-se em fase de ampliação onde será construída a Fase C. Esta ampliação prevê o aumento da capacidade produtiva em cerca de 100%. Candiota abriga a maior jazida de carvão do país que possui reservas de 1.363×10^6 toneladas de carvão mineral, e produz cerca de 1.7×10^6 toneladas de carvão ao ano (TEIXEIRA; PIRES, 2002). No entanto, a mina de Candiota, não tem a profundidade necessária para a estocagem de CO₂, havendo a necessidade de transporte para posterior armazenamento. Com isto, ocorre o aumento dos custos envolvidos.

Além da termelétrica existem duas empresas cimenteiras que a partir de seus processos produtivos também contribuem para as emissões de CO₂. Estão também previstos, além da



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

Fase C de Candiota, as termelétricas Seival e Seival II com empreendimentos da Tractebel Energia e a MPX, respectivamente estão sendo projetadas para futura utilização. A Usina de Seival tem previsão de inicio das obras para o ano de 2008, possuirá uma capacidade de geração de 500 MW sendo que 68% desta geração já está vendida ao Uruguai. A Seival II terá capacidade de geração de 600 MW, sendo a previsão do inicio das obras para 2009 com conclusão para 2014.

Santa Catarina - Região de Criciúma

A fonte de emissão de carbono mais importante é o complexo Jorge Lacerda, localizado na região de Capivari de Baixo localizada a cerca de 63 km de Criciúma (MAPA..., [2007]). O complexo Jorge Lacerda possui uma capacidade instalada de 857 MW e produz anualmente cerca de 854,78 GWh de energia, e atualmente é a maior termelétrica América Latina. No sul do estado de Santa Catarina existem diversas jazidas. Os recursos totais destas jazidas atingem $4,3 \times 10^6$ toneladas, que possuem profundidade de até 800 metros (GOMES et al., 1998). Adaptar o sistema de captura em um local onde há a possibilidade de estoque de CO₂ é uma vantagem, pois reduz o custo de transporte.

3. 2. Simulação de um sistema de captura pós-combustão

Para as usinas novas que ainda estão na fase de projeto a melhor alternativa é estudar detalhadamente o processo de combustão. Operações em condições supercríticas trariam maior eficiência ao processo o que no futuro ocasionaria menores custos com processos de captura.

Sistemas de captura de pré-combustão como o IGCC são alternativas a serem estudadas visto sua prevenção na geração de gases provenientes da combustão. A tecnologia de Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado é considerada a alternativa mais adequada para novos processos, visto sua maior eficiência de conversão de energia e a maior redução na emissão de SOx e NOx.

Tecnologias como *Oxyfuel* que utilizam apenas o oxigênio na hora da queima também merecem estudos mais detalhados para a verificação de sua implementação. Este tipo de tecnologia reduz assim como o IGCC previamente a concentração de gases poluentes emitidos após a combustão.

Para sistemas *retrofit*, ou seja, para usinas já projetadas ou em funcionamento o sistema de captura de CO₂ que mais se adapta as condições reais dos processos de combustão das termelétricas brasileiras é a captura de CO₂ por absorção química. Neste sistema o solvente que comprovadamente possui melhor desempenho em pressões e temperatura similar aos sistemas termelétricos brasileiros é a MEA.

3. 3. Escolha da localização apropriada para o sistema de captura

A Usina de Candiota é uma fonte emissora potencial de CO₂ visto sua grande capacidade de geração de energia e também seu projeto de ampliação. No entanto, sua eficiência de geração é cerca de 25%, o que ainda seria reduzida no processo de captura. Sua localização não permite o armazenamento geológico de CO₂, o que impossibilita o seqüestro de carbono conforme os requisitos básicos necessários para a implementação deste sistema.

Outra fonte emissora potencial é o Complexo Jorge Lacerda. A Unidade 7 do Complexo é a termelétrica brasileira mais atual possuindo maior eficiência energética (cerca de 37%). Esta eficiência se aproxima com as das termelétricas estrangeiras que estão projetando os processos de captura, o que significa que a perda da eficiência estaria próxima aos processos existentes atualmente. Sua localização favorece o armazenamento geológico de CO₂, pois na sua região existem jazidas com profundidades de 800 metros, o que tornaria possível este armazenamento.



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

Uma outra questão importante é a capacidade de geração. Todas as literaturas encontradas levam em consideração uma usina termelétrica com capacidade de geração de 500 MW. Para sistemas subcríticos estas termelétricas apresentam eficiências em torno de 35%. Apesar da UTLC, possuir uma capacidade de geração inferior a 500 MW (363MW), ela faz parte de um complexo de usinas que totalizam 857 MW, e ainda possui as demais características necessárias para o sistema de captura. No que se refere aos custos como sua geração é menor, equipamentos menores serão necessários para a implementação de um sistema de captura.

3.4. Adaptação do sistema de combustão para a captura de CO₂

Para a utilização da unidade 7 do Complexo Jorge Lacerda como base para a implementação do sistema de captura, faz-se necessário algumas adaptações em seu sistema atual, que serão discutidas neste item. A escolha do sistema de captura por absorção química se deve ao fato das condições do processo (pressão, vazão e etc.) ser próprias para este tipo de sistema. A escolha da MEA como solvente se dá por ela nessas condições apresentar um desempenho até o momento estudado superior aos demais solventes para as condições do processo.

As concentrações de SOx e NOx são superiores aos limites suportados no processo de captura. Para a redução a concentrações aceitáveis de SOx e NOx faz-se necessário a utilização de tecnologias de dessulfurização de gás (FGD) como uma lavadora de gases. Ainda para chegar a concentrações mais baixas de NOx também podem ser adotados processos de redução catalítica seletiva (SCR), no entanto, como estes processos possuem custos elevados, então após a inclusão do sistema FGD, deve ser realizado um estudo detalhado para ver sua real necessidade.

A temperatura dos gases que saem da chaminé da UTLC é em torno de 150°C. O fluxo de gás deve ser resfriado à para entrar no sistema de captura a temperatura. Para isto, faz-se necessário a aquisição de um equipamento que faça esta redução de temperatura. Segundo a literatura consultada, o própria lavadora de gases inserida para a redução de SOx e NOx é também responsável pela redução de temperatura. Ainda pode ser realizado o resfriamento através de um trocador de calor tubular com contato direto com o fluxo de água. Para verificar com exatidão o equipamento necessário, é importante um estudo direcionado caso houvesse interesse da usina implementar o sistema de captura.

Para a redução de materiais particulados as usinas brasileiras já utilizam precipitadores eletrostáticos com eficiência em torno de 98%. Esta eficiência não foi observada nos estudos da JICA em 1996 (JAPAN., 1997) o que torna necessário um estudo real da eficiência dos precipitadores eletrostáticos. Com a inclusão de um sistema FGD para a redução dos gases emitidos seria necessário um novo estudo para verificar se a eficiência atual dos precipitadores eletrostáticos já seria suficiente para reduzir as concentrações dos materiais particulados a valores adequados ao sistema de captura

Além das adaptações necessárias do sistema de combustão, ainda é necessário à aquisição do sistema de captura. Este sistema envolve diversos equipamentos como: torre de absorção; torre de regeneração do solvente; bombas; compressor; filtros; trocador de calor; tanque de estocagem; tubos e conexões adequados e etc.

O Fluxograma apresentado na figura 2 mostra um esquema básico do sistema de combustão acoplado ao sistema de captura. Neste fluxograma são exibidos os equipamentos necessários para a realização deste processo de acordo com o processo de absorção sugerido por Esber III (2006), bem como os sistemas que deverão ser estudados para verificar a real necessidade e adaptação.

Todos os equipamentos sugeridos devem ser analisados. A quantidade de bombas e compressores irá alterar de acordo com as condições com que o gás entrará no sistema de



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

captura.

Para a implementação de um sistema de captura, muitas etapas devem ser executadas. Para sintetizar estas etapas, este trabalho apresenta uma proposta teórica e simplificada de um fluxograma de tomadas de decisões (Figura 3) que resume as etapas que devem ser cumpridas para que seja avaliada corretamente a adaptação do sistema de captura para termelétricas já existentes.

Cada etapa apresentada irá envolver uma série de atividades. A pesquisa realizada por este trabalho está inserida em diversas etapas do fluxograma. A partir da pesquisa pode-se concluir que existe um local potencial para o seqüestro de carbono. A técnica de captura a ser utilizada até este momento é por absorção química utilizando como solvente a MEA. Adaptações ao sistema de combustão serão necessárias, pois na remoção de gases é indispensável uma técnica de FGD para reduzir as concentrações dos gases. Após esta implementação, deve se realizar um estudo para ver a real necessidade de outros equipamentos, para só então passar ao estudo da técnica de captura. Análises mais criteriosas junto às termelétricas são imprescindíveis para concluir se o processo de captura é realmente viável.

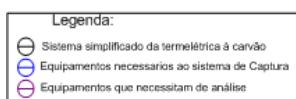
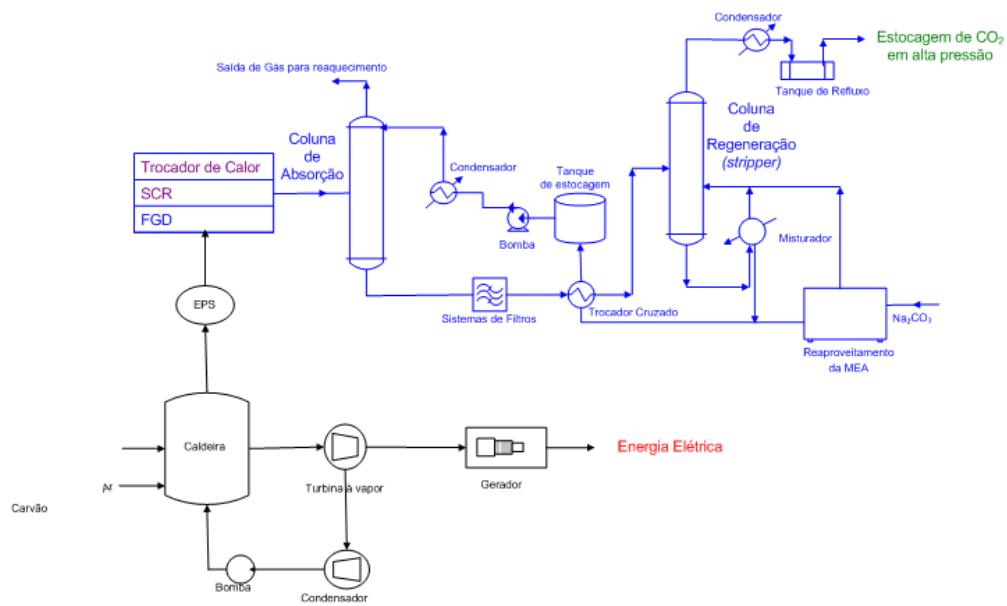


Figura 2 - Fluxograma simplificado de equipamentos de uma usina termelétrica com o sistema de captura de CO_2 .

4 Conclusões

Não é possível indicar atualmente qual a melhor tecnologia a ser aplicada na captura de CO_2 e acredita-se que várias serão utilizadas no futuro. De acordo com a pesquisa realizada, foi verificado que a sistema de captura que se adapta as condições reais dos processos de combustão das termelétricas brasileiras é a captura por absorção química utilizando a MEA como solvente. A partir dos critérios do sistema de captura, bem como os do seqüestro de carbono, foi constatado que a Unidade 7 do Complexo Jorge Lacerda poderia adaptar um sistema *retrofit* de captura.

Para isto é necessário adaptações ou mudanças no sistema de combustão atual. Como é



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

premissa do processo de captura, a usina deveria inserir um sistema FGD para a remoção de gases como o SOx. A partir deste sistema se iniciaria uma análise para ver a necessidade de outros equipamentos para a adaptação em níveis aceitáveis de NOx, Material Particulado, temperatura e etc. Avanços importantes são necessários para reduzir custos dos processos de captura de CO₂ aplicados à geração de energia.

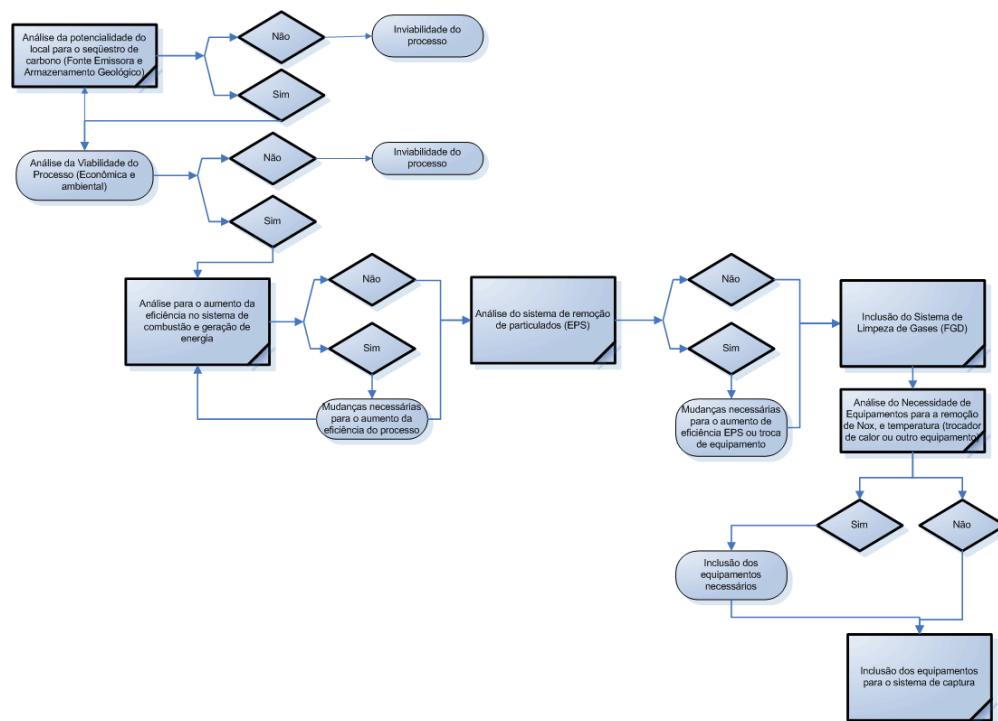


Figura 3- Fluxograma de tomadas de decisões para a implementação de um sistema de captura de CO₂.

Referências bibliográficas

CULLINANE, T. John. Thermodynamics and Kinetics of Aqueous Piperazine with Potassium Carbonate for Carbon Dioxide Absorption. 2005. 318p. Dissertação para o título de PhD - The University of Texas at Austin, Texas, EUA, 2005.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL. PNE 2030 – Plano Nacional energético nacional 2030: Carvão Mineral. Brasília, 2006. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213> Acesso em: 19 de set. 2006.

ESBER III George Salem. Carbon Dioxide Capture Technology for the Coal-Powered Electricity Industry: A Systematic Prioritization of Research Needs. Master of Science, Massachusetts Institute of Technology June 2006.

GOMES, et. al. Carvão Fóssil. Estudos Avançados, São Paulo v. 12, nº.33, Maio/ago. 1998.

HERZOG H.; GOLOMB B. Carbon capture and storage from fossil fuel use, Encyclopedia of Energy, 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Prospects for CO₂ Capture and Storage, OECD/IEA, Paris, 2004



1º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente

Bento Gonçalves – RS, Brasil, 29 a 31 de Outubro de 2008

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (Japão). *The Study on Evaluation of Environmental Quality in Regions under Influence of Coal Steam Power Plants in the Federal Republic of Brazil*: Final Report. Tokyo, 1997.

MAPA INTERATIVO DE SANTA CATARINA. Disponível em: <<http://www.mapainterativo.ciasc.gov.br/pontoaponto.phtml>>> Acesso em: 27 de Out. 2007.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECNHOLOGY. *The Future of coal: An Interdisciplinary MIT Study*. Massachussets, 2007. 175p.

NEVES, Sérgio Bello. Captura de CO2: Tecnologias para a separação de CO2 de correntes industriais gasosas. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE SEQUESTRO DE CARBONO E MUDANÇAS CLIMÁTICAS, 1., 2007, Natal. Mini-Curso. p. 1 - 96.

OBERZINER, André L B; SOARES, José L.; MOREIRA, Regina. Seqüestro de CO2 em carvão mineral catarinense. In: VI COBEQ – Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Cientifica, 6., 2005, Campinas. Resumos aceitos Campinas: UNICAMP, 2005.

SOUSA, Manuel Lemos de; SILVA, Zuleika Corrêa da; RODRIGUES Cristina. CO2 sequestration in coal seams. Reunião de Armazenamento de CO2 em camada de Carvão – Seminário Internacional Sobre Seqüestro de Carbono e Mudanças Climáticas. PUCRS, 2006.

SEKAR, Ram C. CarboIn Dioxide Capturefrom Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis. Massachusetts Institute of Technology, Relatório MIT LFEE 2005-002 RP, 67f., Maio 2005.

TEIXEIRA, Elba Caesso; PIRES, Marçal José Rodrigues (Org.). Meio Ambiente e Carvão: Impactos da Exploração e Utilização. Porto Alegre: FEPAM, 2002. 498 p.

XAVIER, E. Edina. Termeletricidade no Brasil – Proposta metodológica para inventário das emissões aéreas e sua aplicação para o caso do CO2. 2004. 335p. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES, FAPERGS e Petrobras pelo apoio e pela concessão de bolsa de mestrado.