UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS DA ENGENHARIA AMBIENTAL

MARIANA MAIA DE MIRANDA

Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida

São Carlos
2012

MARIANA MAIA DE MIRANDA

Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do Título de Mestre em Ciências da Engenharia Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Almeida Pacca

São Carlos
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Miranda, Mariana Maia de
M672f Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. / Mariana Maia de Miranda; orientador Sérgio Almeida Pacca. São Carlos, 2012.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental e Área de Concentração em Ciências da Engenharia Ambiental -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. avaliação do ciclo de vida. 2. eletricidade. 3. gases de efeito estufa. 4. meta-análise. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **MARIANA MAIA DE MIRANDA.**

Título da dissertação: "Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da avaliação do ciclo de vida".

Data da defesa: 11/09/2012

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Associado **Sérgio Almeida Pacca (Orientador)** (Escola de Artes, Ciências e Humanidades/USP)	aprovada
Prof. Dr. **Aldo Roberto Ometto** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	Aprovada
Profª. Drª. **Patrícia Helena Lara dos Santos Matai** (Escola Politécnica/USP)	Aprovada

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental:
Prof. Dr. **Frederico Fabio Mauad**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

AGRADECIMENTOS

Ao Rodrigo, meu amado companheiro, por todo o carinho e paciência dedicados, tão importantes para a finalização do meu trabalho.

Aos meus pais, Rogéria e Evandro, pelo amor e incentivo, mesmo à distância.

Ao meu irmão Guilherme, pelo entusiasmo por ver uma irmã Mestre.

A tia Rakel, pela persistência em me ensinar inglês durante tantos anos sem o qual eu não teria realizado este trabalho, além de todo apoio.

Ao meu orientador Sérgio pelas idéias e discussões tão importantes para a realização desse trabalho.

A Capes pelo apoio financeiro.

RESUMO

MARIANA, M. M. (2012). **Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida.** 162 p. Dissertação (Mestrado). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

Considerando a importância do setor elétrico para a economia de um país e os impactos ambientais causados por ele, o presente trabalho propõe a aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para o cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE) da matriz de energia elétrica brasileira. Por meio da aplicação de uma revisão sistemática da literatura com meta-análise, foi possível identificar estudos que estimavam as emissões de GEE do ciclo de vida das tecnologias de geração da matriz brasileira e avaliar seus resultados conjuntamente. Os estudos selecionados apresentaram estimativas de emissões de GEE em um largo intervalo para uma mesma tecnologia. O procedimento estatístico adotado permitiu avaliar como as características das usinas podem afetar os resultados da ACV e reduzir a variabilidade das estimativas de emissões de GEE. Comparativamente, a energia eólica e a nuclear são as tecnologias que apresentam os menores fatores de emissão. Já entre os combustíveis fósseis, é a termeletricidade a gás natural que apresenta o melhor desempenho. As estimativas das emissões de hidrelétricas mostraram-se bastante variáveis, desde valores negativos até valores superiores aqueles encontrados para a termeletricidade a carvão mineral. Considerando que grande parte das emissões das hidrelétricas está relacionada com a decomposição da biomassa submersa em seus reservatórios, tem-se a indicação de que não há um consenso na metodologia utilizada para medi-las e que elas são extremamente dependentes das características dos reservatórios. Com isso, observa-se a importância de não negligenciar essas emissões na avaliação ambiental desses sistemas. O fator de emissão estimado para a matriz brasileira é de 125gCO_2eq/kWh. Entende-se que no Brasil ainda exista uma série de desafios para que se construa uma base de dados de ACV com as características das tecnologias brasileiras. Portanto, com os resultados obtidos, espera-se contribuir para a inclusão da ACV nas análises ambientais de sistemas de geração de eletricidade, mostrando como essa abordagem é relevante para o planejamento energético que busque mitigar as emissões de GEE.

Palavras-chave: avaliação do ciclo de vida, eletricidade, gases de efeito estufa, meta-análise

ABSTRACT

MARIANA, M. M. (2012). **Greenhouse gas emission factor from electricity generation in Brazil: implications from Life Cycle Assessment adoption.** 162 p. M.Sc. Dissertation. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

Considering the electricity sector importance to a country economy and the environmental impacts that it causes, this work evaluates the adoption of Life Cycle Assessment (LCA) methodology to calculate the greenhouse gases (GHG) emission factor of the Brazilian electricity matrix. Using a literature systematic review together with a meta-analysis, this work identified studies that have estimated life cycle GHG emissions of electricity generation technologies of the Brazilian electricity matrix and combined the results of these studies. The selected studies provided estimates of GHG emissions in a wide range for the same technology. The statistical procedure adopted allowed to evaluate how characteristic factors of the generation technologies can affect the LCA results and to reduce the variability of GHG emissions estimates. In comparison, wind and nuclear power are the ones that have the lowest GHG emission factors. Among fossil fuels, natural gas-fired power plants have the best performance. Estimates of hydroelectric power plants emissions were quite variable, from negative values to values higher than those found for the coal-fired power plants. Whereas a large proportion of dams emissions is related to submerged biomass decomposition in the reservoirs, there is no consensus on the methodology used to measure such emissions which are dependent on reservoir characteristics. Still, one can notice the importance of not neglecting these issues in the environmental assessment of these systems. The emission factor estimated for the Brazilian electricity matrix is 125gCO_2eq/kWh. It is understood that in Brazil still exists a number of challenges in order to build a LCA database with Brazilian technologies characteristics. Therefore, the results obtained in this work are expected to contribute to the inclusion of LCA in environmental analysis of electricity generation systems, showing how this approach is relevant to energy planning that seeks to mitigate GHG emissions.

Keywords: life cycle assessment, electricity, greenhouse gases, meta-analysis

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Potencial de aquecimento global para alguns GEE em relação ao CO_2 30
Tabela 2: Estimativas de emissões de GEE para o subsetor energético brasileiro para o ano de 2005 (unidade: 10^9g) 40
Tabela 3: Fator de emissão médio anual de CO_2 do SIN segundo o MCTI 41
Tabela 4: Usinas eólicas existentes no SIN no ano de 2010 63
Tabela 5: Características técnicas das usinas eólicas existentes no SIN no ano de 2010..... 63
Tabela 6: Características das usinas nucleares existentes no SIN no ano de 2010 67
Tabela 7: Tipologia do carvão mineral brasileiro..... 67
Tabela 8: Ciclo produtivo do carvão mineral no Brasil..... 69
Tabela 9: Usinas termelétricas movidas a carvão mineral existentes no SIN no ano de 2010. 69
Tabela 10: Usinas termelétricas movidas a gás natural existentes no SIN no ano de 2010 72
Tabela 11: Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e a óleo combustível existentes no SIN no ano de 2010..... 75
Tabela 12: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a energia eólica..... 81
Tabela 13: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a energia nuclear 84
Tabela 14: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a carvão mineral..... 88
Tabela 15: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a gás natural 92
Tabela 16: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a óleo combustível 95
Tabela 17: Densidade energética, energia gerada e fator de emissão das usinas hidrelétricas avaliadas pelos estudos selecionados 99
Tabela 18: Fatores de emissão de GEE das tecnologias de geração de eletricidade segundo a meta-análise e a geração de eletricidade de cada tecnologia no ano de 2010 100
Tabela 19: Critérios de busca dos estudos nas bases de dados selecionadas 121
Tabela 20: Usinas hidrelétricas existentes no SIN no ano de 2010..... 124
Tabela 21: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia eólica, incluindo suas características 129
Tabela 22: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia nuclear, incluindo suas características 137
Tabela 23: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a carvão mineral, incluindo suas características 139
Tabela 24: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a gás natural, incluindo suas características..... 144
Tabela 25: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a óleo combustível, incluindo suas características 149
Tabela 26: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a óleo diesel, incluindo suas características..... 151

Tabela 27: Estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da hidroeletricidade, incluindo suas características 151
Tabela 28: Estudos de emissões de reservatórios selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da hidroeletricidade, incluindo suas características 152
Tabela 29: Fator de emissão de GEE da energia eólica para cada etapa de harmonização ... 153
Tabela 30: Fator de emissão de GEE da energia nuclear para cada etapa de harmonização. 157
Tabela 31: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a carvão mineral para cada etapa de harmonização 157
Tabela 32: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a gás natural para cada etapa de harmonização 160
Tabela 33: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a óleo combustível para cada etapa de harmonização 161

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Forçamento radiativo global médio em 2005 27
Figura 2 - Emissões antrópicas de gases de efeito estufa mundiais no ano de 2005 30
Figura 3 - Principais estágios do ciclo de vida de um produto 32
Figura 4 - Fases da avaliação do ciclo de vida 34
Figura 5 - Fases do ciclo de vida de uma usina de energia 36
Figura 6 - Etapas da revisão sistemática da literatura com meta-análise 44
Figura 7 - Etapas do projeto de pesquisa 49
Figura 8 - Fases e fontes de informações para a caracterização da matriz de energia elétrica brasileira 50
Figura 9 - Desenho esquemático das medidas estatísticas 57
Figura 10 - Potencial eólico brasileiro para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 7,0 m/s 62
Figura 11 - Ciclo do combustível nuclear no Brasil 64
Figura 12 - Cadeia produtiva do gás natural no Brasil 71
Figura 13 - Cadeia produtiva do petróleo e seus derivados no Brasil 73
Figura 14 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a energia eólica 78
Figura 15 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a energia nuclear 82
Figura 16 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a carvão mineral 85
Figura 17 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a gás natural . 89
Figura 18 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a óleo combustível 93
Figura 19 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a hidroeletricidade 97

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Critérios de elegibilidade adotados para a seleção dos estudos 52
Quadro 2: Critérios para avaliação da qualidade dos estudos selecionados 52

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Capacidade instalada no SIN por tipo de geração no ano de 2010 59
Gráfico 2 - Fator de emissão (gCO_2eq/kWh) em função da densidade energética (MW/km^2) para reservatórios de usinas hidrelétricas brasileiras 99
Gráfico 3 - Fatores de emissão de GEE calculados para cada tecnologia de geração, em gCO_2eq/kWh 105

LISTA DE SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACV – Avaliação do Ciclo de Vida

AICV – Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida

FR – Forçamento Radiativo

GEE – Gases de Efeito Estufa

GHG – *Greenhouse Gas Emission*

GWP – *Global Warming Potential* (potencial de aquecimento global)

ICV – Inventário do Ciclo de Vida

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)

ISO – *International Organization for Standardization*

LCA – *Life Cycle Assessment*

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

ONU – Organização das Nações Unidas

SETAC – *Society of Environmental Toxicology and Chemistry*

SIN – Sistema Interligado Nacional

UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 19
2. OBJETIVOS 23
3. ENERGIA E MEIO AMBIENTE 25
3.1. Os gases de efeito estufa 28
3.2. O potencial de aquecimento global 29
4. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA E ENERGIA 31
4.1. Avaliação do ciclo de vida 31
4.2. Avaliação do ciclo de vida aplicada a sistemas de geração de eletricidade 35
5. O FATOR DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA SEGUNDO O IPCC .. 39
6. META-ANÁLISE 43
7. METODOLOGIA 49
8. MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA 59
8.1. Usinas hidrelétricas 60
8.1.1. Reservas 60
8.1.2. Tecnologia 60
8.1.3. Usinas do Brasil 61
8.2. Usinas eólicas 61
8.2.1. Reservas 61
8.2.2. Tecnologia 62
8.2.3. Usinas do Brasil 62
8.3. Usinas nucleares 64
8.3.1. Reservas 64
8.3.2. Tecnologia 64
8.3.3. Usinas do Brasil 66
8.4. Usinas termelétricas a carvão mineral 67
8.4.1. Reservas 67
8.4.2. Tecnologia 68
8.4.3. Usinas do Brasil 68
8.5. Usinas termelétricas a gás natural 70
8.5.1. Reservas 70

8.5.2. Tecnologia 70
8.5.3. Usinas do Brasil 71
8.6. Usinas termelétricas a derivados de petróleo 73
8.6.1. Reservas 73
8.6.2. Tecnologia 73
8.6.3. Usinas do Brasil 74
8.7. Outras usinas 74
8.7.1. Usinas termelétricas a óleo viscoso 74
8.7.2. Usina termelétrica a efluente gasoso 74
8.7.3. Usina termelétrica a bagaço de cana-de-açúcar 76
8.7.4. Usina termelétrica a gás de processo 76
9. RESULTADOS 77
9.1. Usinas eólicas 77
9.2. Usinas nucleares 81
9.3. Usinas termelétricas a carvão mineral 85
9.4. Usinas termelétricas a gás natural 88
9.5. Usinas termelétricas a óleo combustível 92
9.6. Usinas termelétricas a óleo diesel 95
9.7. Usinas hidrelétricas 96
9.8. Cálculo do fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica brasileira 100
10. DISCUSSÃO 103
11. CONCLUSÃO 107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 109
APÊNDICES 121
Apêndice A – Palavras-chave utilizadas na busca dos estudos 121
Apêndice B – Usinas hidrelétrica existentes no SIN no ano de 2010 124
Apêndice C – Extração dos dados dos estudos selecionados para a meta-análise 129
Apêndice D – Resultados do processo de harmonização 153

1. INTRODUÇÃO

O reconhecimento de que as atividades humanas causam alterações no clima da Terra fez com que a comunidade internacional se reunisse através das Organizações das Nações Unidas (ONU) e tomasse diversas medidas para entender melhor essas mudanças e seus impactos no ambiente.

Hoje, sabe-se que as mudanças climáticas estão associadas às alterações na temperatura e na precipitação, ao aumento do nível do mar e à intensificação dos eventos extremos, como secas, ondas de calor e ciclones tropicais (IPCC, 2007).

De fato, as discussões sobre esse tema começaram, em um âmbito global, na década de 1970 e vêm se consolidando desde então. Em 1979, foi realizada a Primeira Conferência Mundial do Clima que apontou para a necessidade de uma cooperação entre as Nações para o desenvolvimento de uma estratégia global para o entendimento do funcionamento e uso racional do sistema climático (WMO, 1979). As discussões evoluíram e, em 1989, foi criado o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC) com o objetivo de fornecer aos governos uma visão científica clara sobre o que está acontecendo com o clima mundial (IPCC, 2010). Em 1992, foi criada a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC) que reuniu os países num esforço para estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera em um nível que não interfira de forma perigosa no sistema climático, freando o aquecimento global e seus possíveis impactos (UNITED NATIONS, 1992). E, como desfecho, tem-se a criação do Protocolo de Quioto no ano de 1997, que trouxe compromissos reais e estabeleceu que os países incluídos no Anexo I[1] devem reduzir suas emissões de GEE em pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990 no período de 2008 a 2012 (UNITED NATIONS, 1998). Todos esses eventos sustentam a importância de estudos sistemáticos sobre as mudanças climáticas e da busca por ações que levem à redução das emissões de GEE.

O Brasil é um país signatário da Convenção e, mesmo não fazendo parte do Anexo I, mantém compromissos voluntários de redução de emissões de GEE. No ano de 2009 foi instituída no país a Política Nacional sobre Mudança do Clima que entre seus objetivos busca

[1] Os países do Anexo I do Protocolo de Quioto são: Alemanha, Austrália, Áustria, Belarus, Bélgica, Bulgária, Canadá, Comunidade Européia, Croácia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos da América, Estônia, Federação Russa, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Letônia, Liechtenstein, Lituânia, Luxemburgo, Mônaco, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte, República Tcheca, Romênia, Suécia, Suíça, Turquia e Ucrânia (UNITED NATIONS, 1998).

a compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a proteção do sistema climático e a redução das emissões antrópicas de GEE em relação as suas diferentes fontes (BRASIL, 2009).

De todas as atividades geradoras de GEE, o setor energético é o que mais contribui para o aquecimento global, tendo emitido, em 2005, 64% das emissões de GEE no mundo (IEA, 2008). No entanto, essa situação é diferente no Brasil.

A matriz de eletricidade mundial é composta em sua maioria por combustíveis fósseis, principalmente por derivados de petróleo, carvão mineral e gás natural (IEA, 2009). No Brasil, entretanto, a elevada participação de energia renovável na matriz de energia elétrica, principalmente a hidroeletricidade, o uso do álcool no transporte e do bagaço de cana-de-açúcar e do carvão vegetal na indústria tornam as emissões de dióxido de carbono (CO_2) pelo uso de combustíveis fósseis relativamente pequenas. Essa diferença na composição da matriz coloca o Brasil em uma posição favorável em relação à média mundial, principalmente no que diz respeito às emissões de GEE (BRASIL, 2010).

Aqui, são as mudanças no uso da terra, em particular a conversão das florestas para uso agropecuário, as maiores responsáveis pelas emissões de GEE, relacionados a 61% das emissões no ano de 2005. Ao setor de energia nacional, cabe apenas uma parcela de 15% das emissões de GEE para o mesmo ano (BRASIL, 2010).

Uma forma de avaliar as emissões da geração de energia é através de fatores de emissão, metodologia descrita em diversas publicações do IPCC sendo a mais recente o guia *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy* (IPCC, 2010). No Brasil, a metodologia proposta pelo IPCC é utilizada na construção do Inventário Nacional das Emissões Antrópicas por Fontes e Remoção por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal. Nessa metodologia, são consideradas as emissões geradas no momento da queima do combustível e as emissões fugitivas relacionadas com a exploração de fontes de energia primária, com a sua conversão em formas de energia mais úteis em refinarias e usinas de eletricidade, com a transmissão e distribuição dos combustíveis e com o uso dos combustíveis em aplicações estacionárias e móveis. Esses fatores de emissão são diretamente dependentes do tipo de combustível utilizado (BRASIL, 2010).

Outra forma que tem se mostrado bastante poderosa para avaliar as emissões do sistema energético é a aplicação da ferramenta Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) (KAMMEN; PACCA, 2004). Ao utilizar essa ferramenta, a quantificação das emissões de GEE se torna muito mais ampla e completa, pois a avaliação vai além das emissões causadas

pela geração da eletricidade. A ACV considera todo o ciclo de vida da geração da energia, incluindo desde as etapas de planejamento, construção e operação até a desativação das instalações da usina, bem como todas as etapas de extração, processamento e utilização da matéria-prima e do combustível.

Isso é particularmente relevante quando essa ferramenta é aplicada para avaliar tecnologias de geração de energia renováveis como a energia eólica e a hidroeletricidade, em que na geração da eletricidade não há nenhum combustível sendo queimado diretamente. Vários estudos mostram que apesar dessas tecnologias serem consideradas "limpas" suas emissões do ciclo de vida não são nulas.

De acordo com Weisser (2007), a emissão de GEE que ocorre nas fases do ciclo de vida anteriores e posteriores à geração de eletricidade nas tecnologias renováveis pode chegar a 90% das emissões do ciclo total. Dones, Heck e Hirschberg (2004) ressaltam a importância da quantificação das emissões dos reservatórios de hidrelétricas, ainda pouco conhecidas, principalmente nas regiões de clima tropical. Ainda, o Conselho Mundial de Energia (WEC, 2004) ressalta a importância dos resultados de estudos de ACV, sugerindo que eles possam ser usados por tomadores de decisão para avaliar comparativamente as tecnologias de geração de eletricidade.

Diante desse cenário, o presente trabalho busca propor a incorporação da Avaliação do Ciclo de Vida no cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da matriz de energia elétrica brasileira.

2. OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a incorporação da utilização da Avaliação do Ciclo de Vida no cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da matriz de energia elétrica brasileira comparativamente com o fator de emissão atual adotado pelo Brasil.

Como objetivos específicos decorrentes tem-se:

- Estabelecer uma metodologia para o cálculo do fator de emissão de GEE baseada nas características da matriz de energia elétrica brasileira e na abordagem de ciclo de vida e tendo como pano de fundo a aplicação de uma revisão sistemática da literatura aliada à meta-análise;
- Calcular o fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica brasileira baseado em estudos de ACV de tecnologias de geração de eletricidade;
- Avaliar como a escolha de diferentes fatores característicos de usinas de geração de eletricidade pode afetar o fator de emissão de GEE da matriz calculado nesse trabalho.

3. ENERGIA E MEIO AMBIENTE

A produção e o uso da energia estão fortemente relacionados com o desenvolvimento das sociedades, trazendo muitos benefícios: a possibilidade de utilização de aparelhos elétricos, a preparação e a conservação de alimentos e o conforto térmico nas residências; os transportes de pessoas e de cargas mais rápidos e eficientes; a grande diversificação das indústrias e dos produtos fabricados; entre muitos outros. Entretanto, também apresentam diversos impactos negativos. De fato, a forma como a energia é produzida e utilizada está na origem de muitos dos problemas ambientais atuais (GOLDEMBERG, 2003).

A interface existente entre energia e meio ambiente é bastante complexa e está constantemente evoluindo. Entre as interações que se observa nessa interface e que causam extrema preocupação ambiental podem ser citadas: as mudanças no uso do solo devido à exploração dos combustíveis e construção das usinas; os impactos estéticos relacionados à infra-estrutura da usina de energia; a poluição térmica advinda da queima dos combustíveis; a geração de ruídos, de ondas eletromagnéticas e de radiação ionizante; o risco de acidentes na exploração dos combustíveis e na geração da energia; a geração de efluentes sólidos, líquidos e gasosos que provocam danos à saúde humana e ao ecossistema (DINCER, 1998; TESTER et. al., 2005).

Especificamente, tem-se a eletricidade como uma forma de energia bastante importante, tanto por sua participação na matriz energética mundial quanto pelos impactos que gera. Por um lado, tem-se que 17% da energia consumida no mundo no ano de 2007 foram de energia elétrica, sendo o 2° tipo de energia mais consumido (IEA, 2009). Por outro, observa-se que a geração de eletricidade interfere de várias maneiras no ambiente: "os sistemas elétricos causam impactos nas funções dos ecossistemas incluindo regulação climática, ciclagem de nutrientes, distribuição de água, dinâmica dos solos, dinâmica da população natural, entre outros" (KAMMEM; PACCA, 2004, p. 325).

Entre os impactos citados anteriormente relacionados à energia, a mudança climática global tem se mostrado a mais preocupante (DINCER, 1998; DINCER; ROSEN, 1999; BALAT, 2005)[2]. Primeiramente, pelo fato de seu efeito atingir uma escala global: os gases causadores desse impacto se dispersam rapidamente na atmosfera terrestre, não fazendo diferença a localização onde são emitidos e provocam mudanças globais na circulação de

[2] A chuva ácida e a destruição da camada de ozônio também são consideradas problemas ambientais importantes. Entretanto, as emissões dos seus principais gases causadores, a saber, SO_2 (dióxido de enxofre), NO_x (óxidos de nitrogênio) e CFCs (clorofluorcarbonetos), estão sendo reduzidas gradualmente com os avanços tecnológicos nas usinas de energia (DINCER, 1998).

água e ar (SCHELLING, 1990). Além disso, o principal gás do efeito estufa – o CO_2 – é proveniente da queima de combustíveis fósseis, que são a maior fonte de energia utilizada. No ano de 2007, 68% da eletricidade produzida no mundo utilizava combustíveis fósseis (IEA, 2009) e a projeção feita para o ano de 2030 é que essa porcentagem deva permanecer nesse patamar (IEA, 2008).

É importante destacar que mudança climática, de acordo com a UNFCCC, refere-se à "mudança no clima que é atribuída direta ou indiretamente às atividades humanas que alteram a composição da atmosfera global e que se some àquela provocada pela variabilidade natural do clima observada ao longo de períodos comparáveis" (UNITED NATIONS, 1992, p. 3).

De acordo com IPCC (2007), o aquecimento do sistema climático é evidente e algumas das principais mudanças observadas são apresentadas em seu 4º relatório, que são:

- a temperatura média da superfície terrestre aumentou de 0,56 a 0,92 ^{o}C desde 1850, sendo que este aumento é mais intenso nas maiores latitudes ao norte;
- o nível médio dos oceanos aumentou a uma taxa média de 1,3 a 2,3 mm por ano de 1961 até 2003;
- a cobertura de neve e gelo dos continentes continua a reduzir;
- estão ocorrendo mudanças na frequência ou intensidade dos eventos extremos do clima nos últimos 50 anos.

E o fato dessas alterações terem efeitos diretos sobre os ecossistemas, a saúde humana e a disponibilidade de água e alimentos confirma a grande preocupação sobre o aquecimento global. De acordo com IPCC (2007), a combinação dessas alterações eleva o risco de extinção de espécies animais e vegetais e pode provocar alterações na estrutura e função dos ecossistemas. Além disso, aumenta as tensões sobre os recursos hídricos devido à alteração da disponibilidade de água, provocando impactos na agricultura, fornecimento de água, produção de energia e saúde humana.

Diversos são os fatores que alteram o equilíbrio do sistema climático, podendo ser tanto antrópicos quanto naturais. Os principais fatores que alteram o equilíbrio do sistema climático bem como o nível de entendimento de como esses fatores atuam estão apresentados na **Figura 1**.

A comparação entre esses fatores é feita através do forçamento radiativo (FR). O FR mede quanto o balanço de irradiação da Terra (balanço entre a radiação solar que está entrando e a radiação infravermelha que está saindo da atmosfera terrestre) está sendo retirado de seu estado normal devido aos causadores da mudança climática antrópica (IPCC, 2007). O

FR representa um desvio com base na situação do ano de 1750, que corresponde a um período com pouco impacto humano no clima.

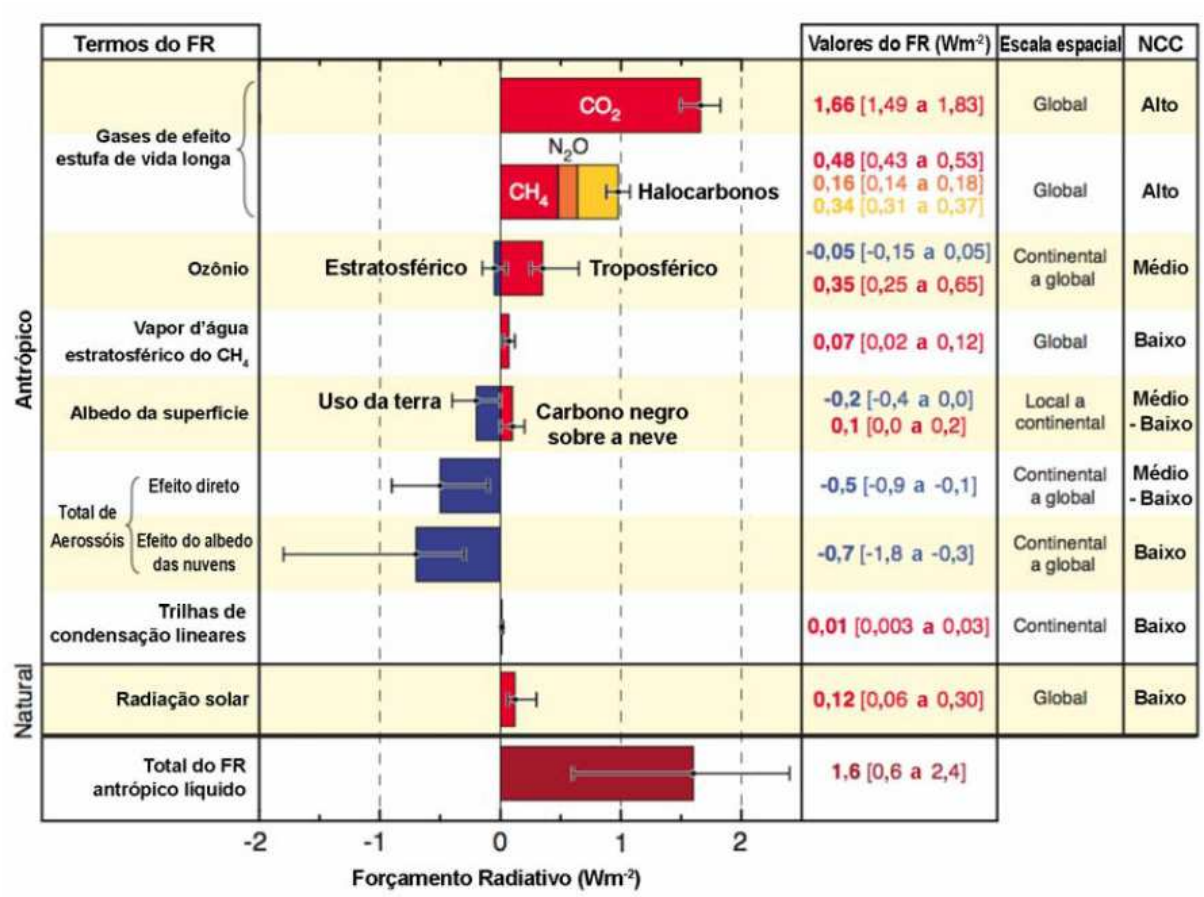

Figura 1 - Forçamento radiativo global médio em 2005
Legenda: FR – forçamento radiativo, NCC – nível de compreensão científica. Fonte: Adaptado de IPCC (2007).

Na **Figura 1**, está representada a média global do FR no ano de 2005 em relação ao ano de 1750 para o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O) e outros agentes e mecanismos importantes, salientando a extensão geográfica do FR (local, continental ou global) e o nível científico em que o mecanismo é entendido (baixo, médio ou alto). Quando o FR possui um sinal positivo indica um aquecimento da superfície terrestre e um sinal negativo, um resfriamento. Ainda, pode-se observar que os GEE, mais especificamente o CO_2, CH_4 e N_2O, emitidos pelas atividades humanas são os mais bem entendidos e os que possuem o maior forçamento radiativo sendo, portanto, os que mais contribuem para o aquecimento do sistema climático desde o período anterior à Revolução Industrial.

3.1. Os gases de efeito estufa

O efeito estufa é um fenômeno natural e responsável pela manutenção da vida na Terra, pois regula a temperatura do nosso planeta através da manutenção de um equilíbrio entre a radiação que entra e sai da atmosfera terrestre. Basicamente, a superfície e a atmosfera da Terra são mantidas aquecidas pela energia solar. De toda a radiação proveniente do Sol, cerca de 50% é absorvida pela superfície terrestre, 30% é refletido para o espaço pelas nuvens, neve, areia e outros corpos refletores e 20% é absorvido por gases e gotículas de água presentes na atmosfera. Entretanto, nem toda radiação refletida pela superfície e pela atmosfera escapa diretamente para o espaço. Parte dessa radiação, situada na região do infravermelho (energia em forma de calor), é reabsorvida por moléculas presentes na atmosfera e reemitida em todas as direções provocando um aquecimento adicional da Terra. Esse fenômeno mantém a superfície da Terra a uma temperatura média de +15°C, em vez de -15°C, temperatura que predominaria se os gases que absorvem radiação infravermelha não estivessem presentes na atmosfera. Um aumento na concentração desses gases intensificaria o efeito estufa, provocando um aquecimento ainda maior da atmosfera (BAIRD, 2002). E é justamente esse fato que tem causado tanta preocupação pelos impactos que as mudanças climáticas causam, conforme já discutido anteriormente.

A atmosfera terrestre tem em sua composição nitrogênio gasoso (N_2), oxigênio diatômico (O_2) e gás argônio (Ar), mas eles não são capazes de absorver a radiação infravermelha[3]. Outros componentes da atmosfera, em menor concentração, como o CO_2 e o vapor d'água, absorvem essa radiação e promovem o aquecimento da atmosfera sendo chamados de gases de efeito estufa. As atividades humanas têm emitido para a atmosfera outros GEE, além dos já existentes (BAIRD, 2002). Os principais gases relacionados ao efeito estufa antrópico são (UNITED NATIONS, 1998):

- Dióxido de carbono (CO_2);
- Metano (CH_4);
- Óxido nitroso (N_2O);
- Hidrofluorcarbonos (HFCs);
- Perfluorcarbonos (PFCs);

[3] Para que uma dada molécula absorva radiação infravermelha, a frequência da radiação incidente deve ser igual a do movimento de vibração dos átomos da molécula relativamente uns aos outros além da presença de um momento dipolar na molécula (diferença na polaridade entre o centro de carga positiva e de carga negativa da molécula). Nas moléculas de N_2, O_2 e Ar esses momentos dipolares são nulos e, portanto, elas não absorvem radiação infravermelha (BAIRD, 2002).

- Hexafluoreto de enxofre (SF_6).

De acordo com o IPCC (2007), as concentrações de GEE na atmosfera têm aumentado de maneira acentuada desde 1750 como consequência da intensificação das atividades humanas. Para se ter uma idéia, na época pré-industrial, as concentrações de CO_2, CH_4 e N_2O eram de 280ppm, 715ppb e 270ppb[4], respectivamente e no ano de 2005, essas concentrações aumentaram para 379ppm, 1774ppb e 319ppb, respectivamente. O aumento nas concentrações de GEE não é constante ao longo do tempo, sendo observado que entre 1970 e 2004 ocorreu o maior aumento, de 70%.

3.2. O potencial de aquecimento global

Os GEE não influenciam da mesma maneira o aquecimento do sistema climático, e isso ocorre porque eles possuem mecanismos de remoção variados, fazendo com que tenham tempos de permanência na atmosfera diferentes.

Sendo assim, para que possa haver uma comparação entre as emissões de diversos GEE, suas emissões devem ser contabilizadas em uma unidade comum: tCO_2eq (toneladas de dióxido de carbono equivalente). O CO_2 foi escolhido como gás de referência devido ao fato de ser a substância cuja emissão é afetada pelas emissões antrópicas que mais contribui para o aquecimento global bem como por ser a mais emitida dentre os GEE. Essa unidade mede a massa de CO_2 que, se fosse emitida, causaria o mesmo FR em um determinado intervalo de tempo que a emissão de outro GEE (IPCC, 2007).

Para que as emissões de cada GEE sejam transformadas em emissão de CO_2eq utiliza-se o Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential*, GWP). O GWP é um indicador da capacidade de um gás contribuir para o aquecimento global e compara o FR de uma tonelada de um GEE para um determinado intervalo de tempo com uma tonelada de CO_2, ou seja, mostra a contribuição relativa da emissão na atmosfera de 1t de um determinado GEE comparada com a emissão de 1t de CO_2 (IPCC, 2007; GOLDEMBERG, 2003). A esse intervalo de tempo dá-se o nome de horizonte de tempo, que representa o período de análise contado a partir da emissão instantânea do GEE (IPCC, 2007).

O valor do GWP depende de três fatores: do tempo de vida de determinado GEE na atmosfera, do forçamento radiativo do GEE e do intervalo de tempo da análise. Na **Tabela 1** são apresentados os GWPs para alguns gases para os horizontes de tempo de 20, 100 e 500 anos, bem como o tempo de permanência dos gases na atmosfera e seus respectivos

[4] ppm - partes por milhão, ppb - partes por bilhão.

forçamentos radiativos. A escolha do horizonte de tempo irá depender do processo que está sendo avaliado, se ele possui efeitos de curto ou longo prazo.

Tabela 1: Potencial de aquecimento global para alguns GEE em relação ao CO_2

Gás	Fórmula Química	Forçamento radiativo (W/m^2)	Tempo de vida (anos)	GWP Horizonte de tempo		
				20 anos	100 anos	500 anos
Dióxido de carbono	CO_2	1,66	*	1	1	1
Metano	CH_4	0,48	12	72	25	7,6
Óxido nitroso	N_2O	0,16	114	289	298	153
HFC-23	CHF_3	0,0033	270	12.000	14.800	12.200
Tetrafluorometano	CF_4	0,0034	50.000	5.210	7.390	11.200
Hexafluoreto de enxofre	SF_6	0,0029	3.200	16.300	22.800	32.600

* O CO_2 não possui um único tempo de vida definido, pois é removido da atmosfera por diversos processos que operam em diferentes escalas de tempo, sendo transferido para diversos reservatórios, que podem retornar, eventualmente, o CO_2 para a atmosfera. Fonte: IPCC (2007).

Diante de todas essas considerações a respeito da influência das emissões antrópicas dos GEE para o aquecimento global, é importante correlacionar as emissões às atividades humanas responsáveis pelas mesmas. Na **Figura 2** são apresentadas as principais atividades relacionadas às emissões globais de GEE.

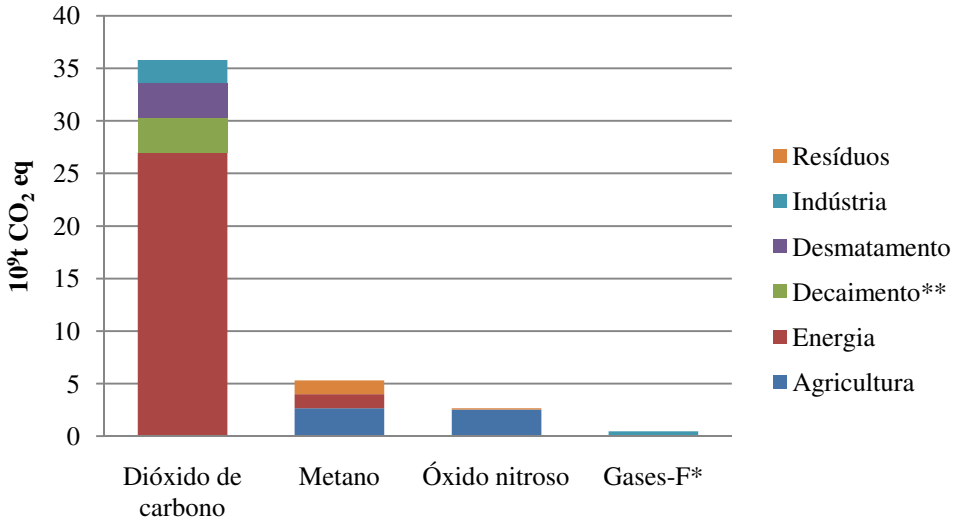

Figura 2 - Emissões antrópicas de gases de efeito estufa mundiais no ano de 2005
* incluem HFCs (hidrofluorcarbonetos), PFCs (perfluorcarbono) e SF_6 (hexafluoreto de enxofre). ** Decaimento refere-se à decomposição da matéria orgânica. Fonte: IEA (2008).

Para o ano de 2005, a emissão total de GEE foi de $44{,}2 \cdot 10^9 tCO_2eq$ (IEA, 2008), sendo que a energia foi a atividade que mais contribuiu para a emissão desses gases. Sendo assim, o controle da mudança climática passa necessariamente por ações e políticas públicas que minimizem a emissão de GEE nas atividades humanas.

4. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA E ENERGIA

4.1. Avaliação do ciclo de vida

No final dos anos 1960 e início dos anos 1970, a crise do petróleo evidenciou a necessidade de se buscar fontes alternativas de energia e formas mais eficientes de se utilizar os recursos naturais, principalmente aqueles não renováveis. Além disso, o debate ambiental da época sinalizava para a preocupação com os impactos no ambiente causados pelas atividades humanas e o consequente esgotamento dos recursos, ilustrado pelo relatório Nosso Futuro Comum (do inglês, *Our Common Future*) (WCED, 1987). Ainda, as legislações ambientais nos países industrializados dedicavam bastante atenção ao controle da poluição industrial, mesmo que de uma forma tímida com a aplicação das soluções de "fim de tubo" e de reparo (WENZEL; HAUSCHILD; ALTING, 1997; HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005).

Inicialmente, o foco estava no tratamento dos resíduos líquidos e na redução da poluição do ar relacionados ao processo produtivo dentro das indústrias. E, nesses aspectos, muitos resultados positivos foram alcançados. No entanto, o aumento do padrão de vida e o consequente aumento no consumo de produtos e recursos fizeram com que esses resultados fossem menores. Já nessa época, se reconhecia a importância de regular as emissões além dos processos de manufatura fazendo com que o foco se desviasse dos processos para o produto, avaliando os impactos do sistema de produto como um todo. E é nesse contexto que se observa o início da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) nos estudos de impactos ambientais de produtos (WENZEL; HAUSCHILD; ALTING, 1997).

Nos Estados Unidos, esses estudos foram primeiramente chamados de *Resource and Environmental Profile Analysis* (REPAs) e aplicados a embalagens de bebidas. Eles tinham o foco no consumo de energia e recursos, e nem tanto na geração de resíduos uma vez que esses impactos no ambiente ainda estavam sendo estudados e entendidos (HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005). Anos mais tarde, na década de 1980, o interesse pela ACV já era maior e ela já era aplicada para avaliar os impactos ambientais de diversos tipos de embalagens nos países europeus (WENZEL; HAUSCHILD; ALTING, 1997). Entretanto, os resultados que se alcançavam eram, muitas vezes, discrepantes (HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005) e isso já apontava para a necessidade de se desenvolver uma metodologia sistemática da ACV dos produtos.

Desde o início da década de 1990, tem ocorrido uma mobilização para o desenvolvimento de uma metodologia padronizada da ACV. Inicialmente, a SETAC (*Society*

of Environmental Toxicology and Chemistry) reuniu grupos de trabalho com esse objetivo. Paralelamente, a ISO (*International Organization for Standardization*) vem trabalhando para criar normas para a gestão ambiental, a série ISO 14000 (HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005). Dentre essas normas estão aquelas que tratam da ACV, que têm a sua criação desde o ano de 1997. Essas normas foram revistas e traduzidas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e hoje o que se tem em vigor, no Brasil, são as normas:

- ABNT NBR ISO 14040: 2009 – Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura (ABNT, 2009a); e
- ABNT NBR ISO 14044: 2009 – Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Requisitos e orientações (ABNT, 2009b).

A ACV é uma ferramenta de suporte à tomada de decisão (HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005) e foi desenvolvida para avaliar os possíveis impactos ambientais associados aos produtos (bens ou serviços) através da "compilação e avaliação das entradas, saídas e dos impactos ambientais potenciais de um sistema de produto[5] ao longo do seu ciclo de vida" (ABNT, 2009a, p. 2). As principais etapas do ciclo de vida de um produto estão representadas na **Figura 3**.

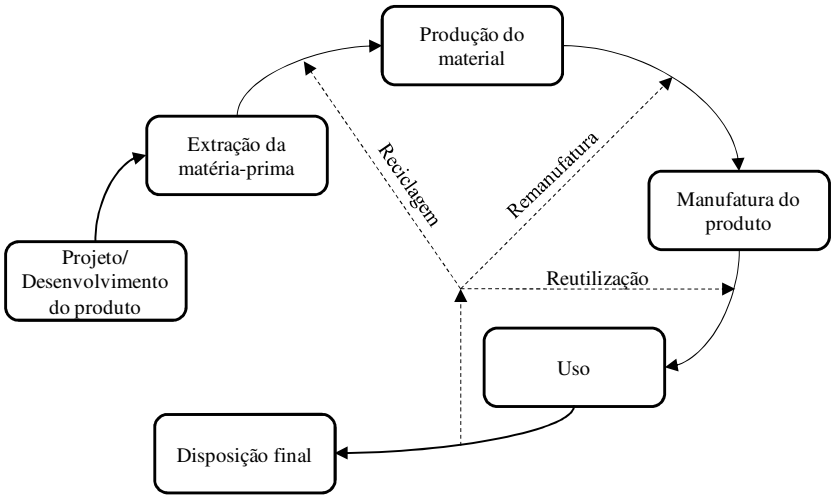

Figura 3 - Principais estágios do ciclo de vida de um produto
Fonte: baseado em Rebitzer et al. (2004), Giannetti e Almeida (2006).

O ciclo de vida de um produto é entendido como "estágios consecutivos e encadeados de um sistema de produto, desde a aquisição de matéria-prima ou de sua geração a partir de

[5] O sistema de produto é o conjunto de todos os processos pelos quais um determinado produto passa, ou seja, o conjunto de todas as fases do seu ciclo de vida (WENZEL; HAUSCHILD; ALTING, 1997).

recursos naturais até a disposição final" (ABNT, 2009a, p. 1).

A "vida" de um produto se inicia no momento em que ele começa a ser planejado e é importante que o estudo de ACV seja realizado o quanto antes na fase de Projeto/Desenvolvimento, pois muitos dos impactos que ocorrem nas etapas posteriores são definidos nesse momento como os materiais a serem utilizados na sua produção, o consumo de recursos na sua utilização, os resíduos sólidos gerados no final da sua vida, entre outros.

Em seguida, a matéria-prima deve ser extraída e processada para que ocorra a Manufatura do Produto. Nesta fase, existe o consumo de materiais, substâncias auxiliares e componentes que são obtidos a partir da transformação dos recursos naturais. Após a fase de Uso, quando o produto não mais realiza as suas funções, ele deve seguir para as atividades de fim de vida antes que ele siga para a Disposição Final. Assim, o produto pode ser direcionado para processos de Reutilização (em que o produto é reutilizado sem que haja modificações em sua estrutura), de Remanufatura (em que se faz a desmontagem, limpeza e troca de partes defeituosas para que o produto possa voltar a ter as características originais e a ser utilizado) ou de Reciclagem (em que o produto é desmontado e suas matérias-primas separadas para que possam ser utilizadas na fabricação de outro produto). É importante salientar que todas as fases do ciclo de vida são unidas pelo transporte e que todas essas fases consomem recursos e causam impactos ambientais (REBITZER et al., 2004; HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005; GIANNETTI; ALMEIDA, 2006).

Observa-se uma grande quantidade de processos e variáveis a serem coletados e avaliados. E, para tanto, tem-se uma estrutura formal, com a definição de fases, para a realização da ACV (**Figura 4**).

Na primeira etapa devem ocorrer a Definição do Objetivo da ACV em que é declarado o que se pretende alcançar com a realização da ACV e o público-alvo a que os resultados se destinam e a Definição do Escopo da ACV que deve descrever o sistema de produto a ser estudado em termo de suas funções, fronteiras e unidade funcional, bem como os parâmetros de avaliação (ABNT, 2009a). A unidade funcional é a quantificação da função do produto e a base de referência para a coleta dos dados de entrada e de saída do sistema de produto (ABNT, 2009a). Essa etapa irá guiar as etapas seguintes, uma vez que define o sistema de produto a ser considerado e para o qual os dados de entrada e saída serão coletados e os impactos serão avaliados.

Na segunda etapa, Análise de Inventário de Ciclo de Vida (ICV), as trocas ambientais entre o sistema de produto estudado e o seu ambiente são coletadas para todos os processos que estão dentro das fronteiras do sistema de produto. As trocas ambientais referem-se às

entradas de energia, de matéria-prima, de materiais auxiliares, de produtos, de co-produtos e de resíduos e às saídas de emissões atmosféricas e descargas para a água e para o solo (HAUSCHILD; JESWIET; ALTING, 2005; ABNT, 2009a). Essa é uma etapa interativa, pois à medida que os dados são coletados, tem-se um maior entendimento do sistema de produto e, com isso, pode haver a necessidade de coletar outros dados e até modificar o objetivo e escopo da ACV.

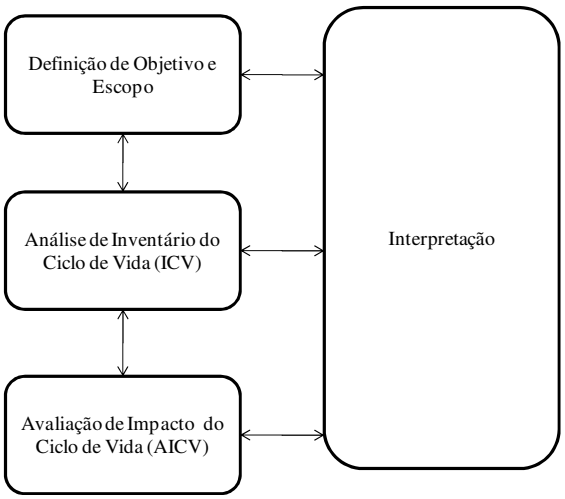

Figura 4 - Fases da avaliação do ciclo de vida
Fonte: ABNT (2009a).

Após coletar os dados do inventário é importante interpretá-los e relacioná-los aos potenciais impactos ambientais, e isso é realizado na terceira etapa, Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (AICV). Na quarta etapa, Interpretação, os resultados obtidos no ICV e na AICV são considerados juntos e interpretados de acordo com o objetivo da ACV definido inicialmente. Essa etapa é realizada juntamente com todas as outras, e não somente no final do estudo (ABNT, 2009a).

Na **Figura 4**, observam-se setas bi-direcionais entre as etapas, o que significa que a ACV é uma ferramenta interativa (ABNT, 2009a) e à medida que se caminha de uma fase para a outra pode ocorrer a revisão das fases anteriores.

A ACV pode ser aplicada tanto em organizações públicas quanto privadas, sendo possível aplicá-la em diversas áreas, como (GIANNETTI; ALMEIDA, 2006; ABNT, 2009a):

- na avaliação do desempenho ambiental de produtos, através da identificação dos processos que mais contribuem para o impacto ambiental;
- na integração de aspectos ambientais no projeto e desenvolvimento do produto, antecipando os impactos ambientais e permitindo mudanças na

concepção do produto para evitar/reduzir impactos futuros;

- no desenvolvimento de políticas públicas que orientem o uso dos recursos de forma a conservá-los e reduzir os impactos ambientais do ciclo de vida dos produtos, entre outras.

O fato de a ACV ser uma ferramenta holística é seu maior ponto forte e ao mesmo tempo a sua limitação. Ela se propõe a avaliar todas as entradas e saídas do ciclo de vida de um produto, o que é muito abrangente e torna necessária a simplificação de alguns aspectos. Além disso, a ACV avalia os impactos ambientais que estão definidos no objetivo e escopo, não sendo uma avaliação completa de todos os impactos ambientais. E mais, essa ferramenta não avalia os impactos econômicos e sociais relacionados ao ciclo de vida do produto (GIANNETTI; ALMEIDA, 2006).

4.2. Avaliação do ciclo de vida aplicada a sistemas de geração de eletricidade

Dada a função das usinas de energia, que é a de gerar eletricidade, a unidade funcional comumente adotada nos estudos de ACV é a quantidade de energia elétrica gerada, expressa em kWh. De acordo com Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002), a capacidade instalada da usina (dada em kW) não é uma unidade apropriada, pois duas usinas com a mesma capacidade instalada podem gerar quantidades de energia diferentes, levando a uma avaliação distorcida. Isso ocorre, pois uma usina pode estar operando em sua capacidade total na maior parte do ano e a outra não.

Reservadas as particularidades das tecnologias e dos combustíveis, de uma forma geral, o ciclo de vida da geração de eletricidade pode ser representado pela **Figura 5**, lembrando que entre todas as etapas há o transporte.

A fronteira do sistema a ser considerada no estudo será definida de acordo com o objetivo da ACV e com a tecnologia. Resumidamente, os impactos ambientais relacionados aos sistemas de energia são geralmente divididos em (WEISSER, 2007):

- Impactos *upstream*: ocorrem antes da geração de energia, por exemplo, nas etapas de exploração e processamento dos materiais e combustíveis, de fabricação dos componentes, da construção da usina e do transporte entre todas as outras etapas;
- Impactos diretos: gerados pela operação e manutenção da usina; e
- Impactos *downstream*: ocorrem após a geração da energia, por exemplo, nas etapas de desativação da usina de energia e de gestão dos resíduos.

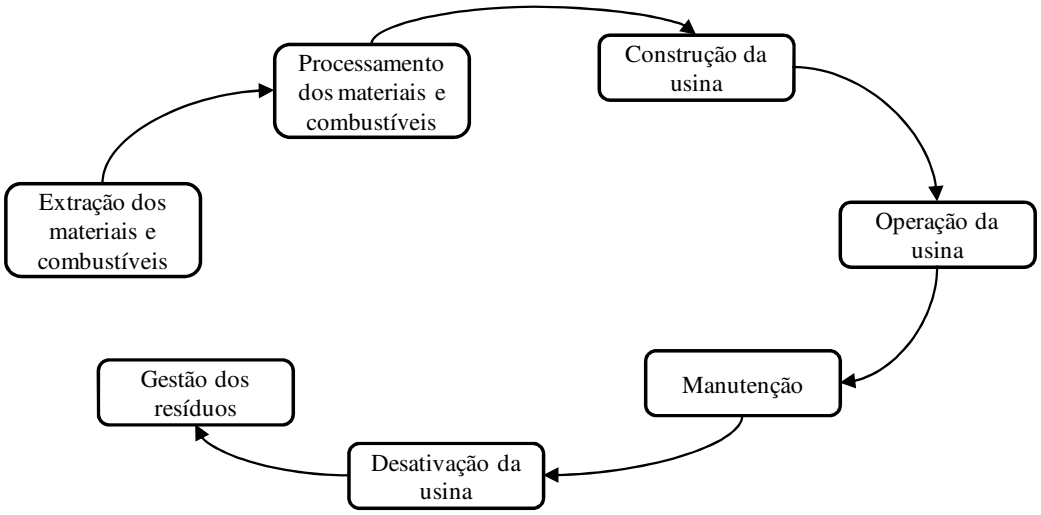

Figura 5 - Fases do ciclo de vida de uma usina de energia
Fonte: Adaptado de Kammen e Pacca (2004).

Dentre os diversos impactos causados pelos sistemas de geração de eletricidade (GAGNON, BÉLANGER, UCHIYAMA, 2002), têm-se as emissões de GEE que será o foco da discussão a seguir.

Em geral, as emissões de GEE das tecnologias que utilizam combustíveis fósseis para a geração da eletricidade estão relacionadas, principalmente, com a fase de operação da usina, enquanto que nas tecnologias movidas a combustíveis renováveis e não-fósseis a maioria das emissões está nas fases *upstream* e *downstream*. De fato, de acordo com Weisser (2007), as emissões da operação das usinas movidas a combustíveis fósseis, como o carvão, o gás natural e os derivados de petróleo, podem chegar a mais de 80% das emissões do ciclo de vida total. Por outro lado, para as tecnologias renováveis e não-fósseis, como a energia eólica, a nuclear e a hidroeletricidade, as emissões *upstream* e *downstream* podem chegar a 90% das emissões do ciclo de vida completo.

Além das etapas do ciclo de vida da usina de energia consideradas em um estudo, alguns detalhes específicos do ciclo do combustível e da tecnologia de geração também afetam as emissões de GEE (baseado em WEISSER, 2007).

Para os combustíveis fósseis, dentre esses fatores têm-se a localização da reserva do combustível, as práticas adotadas na exploração e no transporte do combustível, a tecnologia de geração, as características do combustível, como conteúdo de carbono e poder calorífico, e a eficiência térmica da usina.

Já no caso das usinas nucleares, a atenção deve estar voltada para a tecnologia utilizada no enriquecimento no urânio, uma vez que as duas tecnologias mais utilizadas diferem por uma ordem de grandeza no gasto de energia, e nas operações de fim de vida da

usina e dos resíduos radioativos.

As hidrelétricas têm suas emissões afetadas pelo tipo de usina analisada, ou seja, se possui um reservatório ou se é a fio-d'água, e pelas características do reservatório, como tamanho, profundidade e localização. Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002) avaliam usinas localizadas na Américas do Norte e apresentam um fator de emissão médio de 15gCO_2eq/kWh para usinas com reservatório e 2gCO_2eq/kWh para usinas a fio-d'água. Na comparação entre usinas localizadas em regiões com diferentes climas e vegetação, Dones, Heck e Hirschberg (2004) afirmam que usinas localizadas em regiões tropicais emitem de 5 a 20 vezes mais GEE que aquelas localizadas nas regiões temperada e boreal.

Para usinas eólicas, é importante observar a localização das turbinas, ou seja, se estão localizadas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), e os tipos de materiais utilizados na construção dos componentes da usina.

Para finalizar, existem mais dois fatores relacionados a todos os tipos de usinas e que afetam as suas emissões: o tempo de vida útil e o fator de capacidade.

O tempo de vida útil da usina, ou seja, quanto tempo a usina irá operar em um determinado lugar, varia de uma tecnologia para a outra. Por exemplo, nas ACVs de hidrelétricas são considerados tempos de vida útil de até 100 anos (GAGNON; van de VATE, 1997), para a energia eólica de 15 a 30 anos (LENZEN; MUNKSGAARD, 2002, VARUN; BHAT, PRAKASH, 2009), para a energia nuclear de 20 a 100 anos (SOVACOOL, 2008) e para as termelétricas movidas a carvão mineral e gás natural de 30 anos (ODEH; COCKERILL, 2008b).

O fator de capacidade relaciona a quantidade de energia média gerada ao longo do ano e a energia máxima possível, considerando que a usina funcionasse durante todo o tempo à potência máxima. Diversos estudos de revisão da literatura apontam para um fator de capacidade de 69 a 87% para a energia nuclear (LENZEN, 2008; SOVACOOL, 2008), de 60 a 90% para os combustíveis fósseis (LENZEN, 2010), de 8 a 50 para energia eólica (LENZEN; MUNKSGAARD, 2002) e de 40 a 50 para hidroeletricidade (LENZEN, 2010).

A observação desses fatores em cada estudo de ACV é de grande importância quando se busca avaliar conjuntamente diversos estudos sobre uma mesma tecnologia de geração.

5. O FATOR DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA SEGUNDO O IPCC

O Brasil é um país signatário da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e entre as suas obrigações está a elaboração do Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouro de Gases de Efeito Estufa Não Controlados pelo Protocolo de Montreal. Este Inventário tem como objetivo contabilizar as emissões de diversos setores da economia do país bem como apresentar as medidas tomadas e previstas para a implementação da Convenção no país, através de programas que busquem a mitigação da mudança climática, que promova o desenvolvimento sustentável, entre outros (BRASIL, 2010).

Sendo assim, no ano de 2010, o Brasil publicou o seu 2° Inventário contendo estimativas de emissões de CO_2, CH_4, N_2O, HFCs, PFCs, SF_6 e de GEE indiretos, como os óxidos de nitrogênio (NO_x), o monóxido de carbono (CO) e outros compostos orgânicos voláteis não metânicos (NMVOC) para os seguintes setores (BRASIL, 2010):

- energia;
- processos industriais;
- uso de solventes e outros produtos;
- agropecuária;
- mudança do uso da terra e florestas; e
- tratamento de resíduos.

Esse Inventário adota as metodologias definidas pelo IPCC para a sua elaboração com algumas modificações para o contexto brasileiro, uma vez que nem todos os fatores de emissão definidos pelo IPCC são adequados para estimar as emissões antrópicas de GEE em países em desenvolvimento (BRASIL, 2010).

Em especial, para o setor Energia são consideradas as emissões antrópicas de GEE relacionadas à produção, à transformação e ao consumo de energia. Assim, inclui emissões devido à queima de combustíveis fósseis na geração de outras formas de energia, como a eletricidade, e no consumo final. Para os combustíveis de biomassa considera-se que não são geradas emissões líquidas de CO_2 e as emissões associadas à parcela não renovável são incluídas no setor de Mudança do Uso da Terra e Florestas. Ainda, estima emissões fugitivas relacionadas com a cadeia de produção, transformação, distribuição e consumo dos combustíveis fósseis, como na extração, processamento e transporte do carvão mineral, do gás natural e do petróleo. Uma consideração especial é feita para o caso das hidrelétricas. O Inventário reconhece a existência de emissões de CH_4 pelos seus reservatórios, mas não as

inclui por inexistência de metodologia acordada pelo IPCC (BRASIL, 2010).

Para o cálculo das emissões de GEE do setor Energia são utilizadas duas abordagens: *bottom-up* e *top-down*. Na abordagem *top-down* as emissões de CO_2 são estimadas através de dados de oferta de energia no país, sem o detalhamento de como essa energia é consumida. Assim, os resultados são apresentados em função do tipo de combustível. Já na abordagem *bottom-up*, as emissões são calculadas com base no consumo final energético de cada setor, ou seja, leva em consideração as características dos combustíveis e dos equipamentos utilizados em cada setor e apresenta os resultados separadamente para cada setor. Isso permite estimar, além das emissões de CO_2, as emissões de CH_4, N_2O, CO, NO_x e NMVOC que requerem um nível de informação mais desagregado (BRASIL, 2010).

Dentro do setor Energia, existem 8 subsetores para os quis as emissões são estimadas separadamente conforme a abordagem *bottom-up*, a saber: energético, industrial, transporte, residencial, comercial, público, agropecuário e consumo não-energético. O que apresenta relevância para esse trabalho é o subsetor energético, que inclui todas as atividades de extração, refino e produção de combustíveis fósseis, além da produção de energia elétrica a partir das termelétricas convencionais (BRASIL, 2010). Os resultados obtidos para queima de combustíveis e emissões fugitivas para o subsetor energético são apresentados na **Tabela 2**.

Tabela 2: Estimativas de emissões de GEE para o subsetor energético brasileiro para o ano de 2005 (unidade: 10^9g)

Gases de efeito estufa	CO_2	CH_4	N_2O	CO	NO_x	NMVOC
Queima de combustíveis fóssseis						
Centrais elétricas de serviço público	17.365	1,0	0,09	31	147	1,2
Centrais elétricas autoprodutoras	8.621	0,7	0,08	24	45	1,4
Consumo do setor energético	22.616	11	1,40	596	262	19
Emissões fugitivas						
Mineração do carvão		45				
Pós-mineração		4				
Depósito de carvão e pilhas de rejeito	957					
Petróleo e gás natural	12.798	148	0,2			
TOTAL	**42.357**	**210**	**1,8**	**651**	**454**	**22**

Fonte: BRASIL, 2010.

Para o cálculo das emissões totais em gCO_2eq, o Inventário considera o GWP para um horizonte de tempo de 100 anos como $1gCO_2eq/gCO_2$, $21gCO_2eq/gCH_4$ e $310gCO_2eq/gN_2O$ para os gases CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente. Assim, a emissão total de GEE para o subsetor energético no ano de 2005 é de $47.325 \cdot 10^9 gCO_2eq$.

Outro fator de emissão é divulgado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) em seu site. O MCTI divulga um fator de emissão de CO_2 que estima uma média das emissões da geração de eletricidade levando em consideração todas as usinas existentes no

Sistema Interligado Nacional (SIN) que operaram em um determinado período de tempo. De acordo com o MCTI, caso multipliquemos a geração de eletricidade de todo SIN em um determinado momento pelo fator de emissão de CO_2 correspondente ao mesmo período de tempo, teríamos a emissão do SIN. Os fatores médios anuais disponíveis estão reunidos na **Tabela 3**. Juntamente, a quantidade de eletricidade gerada a partir de combustíveis fósseis está apresentada. E o que se observa é que nos anos de 2008 e 2010 em que a geração termelétrica foi mais representativa, os fatores de emissão foram maiores.

Tabela 3: Fator de emissão médio anual de CO_2 do SIN segundo o MCTI

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fator médio anual (gCO_2/kWh)	32,30	29,30	48,40	24,60	51,20	29,20
Geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis (GWh/ano)[a]	20.105	17.094	33.229	14.160	34.624	-

[a] Inlcui carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel. Fonte: MCTI, 2012; ONS, 2011a.

6. META-ANÁLISE

Com o desenvolvimento e disseminação da metodologia da ACV, uma grande quantidade de estudos vem sendo publicada a cada ano. E, apesar do esforço da ISO e SETAC em padronizarem a metodologia de ACV, os resultados produzidos pelos estudos são diversos, até mesmo para aqueles que consideram o mesmo produto em suas análises.

Essa variabilidade nas estimativas dos impactos do ciclo de vida leva à impressão de que a ACV é inconclusiva (BRANDÃO; HEATH; COOPER, 2012) e torna-se um desafio para os tomadores de decisão e os pesquisadores tentando dar sentido a essa quantidade de estudos, às vezes com resultados conflitantes (LIFSET, 2012).

Uma síntese dos estudos de ACV já publicados em um determinado assunto é necessária para que eles possam ser utilizados para avaliar e comparar o desempenho ambiental de um conjunto de produtos, como as tecnologias de geração de eletricidade (HEATH; MANN, 2012). Uma metodologia que pode ser utilizada com essa finalidade é a meta-análise.

A meta-análise é um método estatístico para combinar os resultados quantitativos de diversos estudos relacionados a um dado assunto fornecendo um resumo das evidências, mostrando as tendências centrais, variações e possíveis razões para as diferenças entre os estudos e possibilitando a abordagem de algumas questões que não foram consideradas nos estudos originais (LITTELL; CORCORAN; PILLAI, 2008). De acordo com Neely et al. (2010), os estudos considerados na meta-análise devem ser obtidos, preferencialmente, através de uma revisão sistemática da literatura.

A revisão sistemática da literatura é uma ferramenta para localização e sintetização de estudos que respondem a uma determinada pergunta. A revisão sistemática garante que o pesquisador irá considerar uma diversidade de estudos na meta-análise, e não somente aqueles que são mais facilmente acessíveis, reduzindo o viés e possibilitando uma análise mais objetiva do resultado (SAMPAIO; MANCINI, 2007).

A realização de uma revisão sistemática da literatura com meta-análise deve seguir algumas etapas, conforme ilustra a **Figura 6** e serão detalhadas a seguir. Esse procedimento foi baseado em Sampaio e Mancini (2007), Littell, Corcoran e Pillai (2008) e Neely et al. (2010).

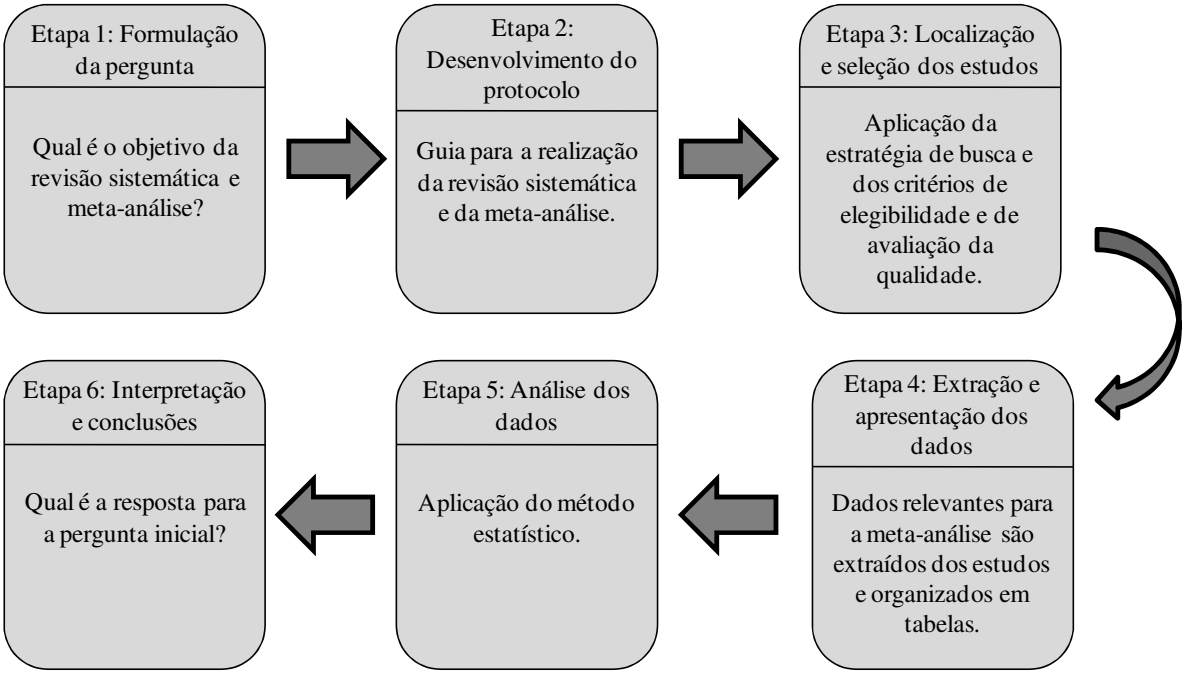

Figura 6 - Etapas da revisão sistemática da literatura com meta-análise
Fonte: baseado em Sampaio e Mancini (2007), Littell, Corcoran e Pillai (2008) e Neely et al. (2010).

Etapa 1: Formulação da pergunta

Desde o início, o objetivo da revisão sistemática com meta-análise deve estar bem claro, e ele deve se refletir na pergunta que irá guiar a revisão. Nessa etapa, as principais hipóteses, o foco e o escopo da revisão devem ser identificados.

Etapa 2: Desenvolvimento do protocolo

O protocolo é um plano de ação que irá guiar todo o estudo, auxiliando na documentação de todo o procedimento e nas decisões a serem tomadas, já que o processo de revisão sistemática com meta-análise é complexo e deve ser realizado com o máximo de rigor e transparência possível para minimizar vieses. O protocolo deve conter:

- a estratégia de busca dos estudos, com a definição das bases de dados a serem consultadas e as palavras-chave a serem utilizadas;
- os critérios de elegibilidade que irão decidir se um estudo será incluído ou excluído da meta-análise;
- a descrição dos dados a serem extraídos dos estudos selecionados, tendo sempre em mente a pergunta que se quer responder com a meta-análise;
- o procedimento de avaliação da qualidade dos estudos selecionados; e
- a descrição do procedimento estatístico a ser adotado para avaliar conjuntamente os resultados de todos os estudos selecionados.

Etapa 3: Localização e seleção dos estudos

Com a execução da estratégia de busca definida anteriormente, os estudos são identificados e passam por dois processos de triagem (*screening*). Primeiramente, é feita a leitura do título, resumo e palavras-chave dos estudos e aqueles que atendem aos critérios de elegibilidade são levados para a próxima fase. Caso essa primeira leitura não seja esclarecedora, o estudo deve seguir também para a próxima fase, evitando que estudos importantes fiquem fora da meta-análise. Em seguida, os estudos que passaram nessa primeira seleção são lidos na íntegra e aqueles que atendem aos critérios de elegibilidade e de avaliação da qualidade são selecionados para a extração de dados.

Etapa 4: Extração e apresentação dos dados

Os dados relevantes para a meta-análise e que foram definidos anteriormente no protocolo são retirados dos estudos selecionados e armazenados em tabelas.

Etapa 5: Análise dos dados

Os dados extraídos dos estudos são analisados conjuntamente através da aplicação do procedimento estatístico definido no protocolo e buscando responder a pergunta inicial.

Etapa 6: Interpretação e conclusões

Por fim, os resultados são interpretados e as principais conclusões são apresentadas, tendo sempre em mente a pergunta feita inicialmente e as implicações, por exemplo, para a tomada de decisão e as pesquisas futuras.

A meta-análise já é bastante utilizada como metodologia de síntese de pesquisas nas áreas de ciências sociais, comportamentais e da saúde, com protocolo e métodos estatísticos bastante definidos (LITTELL; CORCORAN; PILLAI, 2008). E recentemente vem sendo desenvolvida e aplicada para a síntese dos resultados de estudos de ACVs já publicados.

Um exemplo é o estudo de Farrell et al. (2006) em que as implicações energéticas e ambientais da produção de etanol a partir do milho são avaliadas fazendo uma meta-análise de estudos publicados que reportam informações referentes a energia líquida (balanço entre energia não-renovável consumida na produção e a energia produzida pelo etanol), emissão de GEE e consumo de energia primária. Outro estudo é o de Sovacool (2008) que avalia as emissões de GEE do ciclo de vida da energia nuclear através de uma meta-análise. Ambos verificaram uma grande variabilidade nos resultados dos estudos selecionados devido às

diferentes considerações de hipóteses sobre fronteira do sistema e alocação de co-produtos (FARREL et al., 2006) e às diferentes considerações de escopo, tempo de vida útil e etapas do ciclo de vida (SOVACOOL, 2008). Além disso, os autores apontam para a necessidade de haver uma coesão nos resultados das avaliações ambientais para que possam ser utilizados, por exemplo, como guia para a política energética.

Uma recente publicação do *Journal of Industrial Ecology* traz uma série de artigos produzidos sobre o tema de meta-análise de ACVs. Em especial, os artigos sobre tecnologias de geração de eletricidade são parte de um projeto do *National Renewable Energy Laboratory* chamado *LCA Harmonization Project* que busca entender e reduzir a variabilidade das estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida de tecnologias de geração de eletricidade, esclarecer a tendência central dessas estimativas para fazer com que os resultados de um conjunto de ACVs possam ser utilizados por tomadores de decisão (HEATH; MANN, 2012).

Esse projeto desenvolveu um procedimento meta-analítico para sintetizar os resultados de estudos de ACV que consiste em ajustar as estimativas de impacto ambiental publicadas pelos estudos para outras baseadas em um conjunto consistente de métodos e hipóteses (HEATH; MANN, 2012) tornando os estudos comparáveis e fazendo com que seja possível ter um valor único para o impacto para uma determinada tecnologia. A esse processo deu-se o nome de Harmonização.

Na prática isso consiste em definir parâmetros de referência, chamados fatores de harmonização, que servirão de base para os ajustes nas estimativas publicadas, transformando essas estimativas originais em novas estimativas com parâmetros fixos. Para esclarecer, consideremos um conjunto de ACVs de um determinado produto em que cada estudo considera um tempo de vida útil diferente. Para a harmonização define-se um tempo de vida útil de referência e as estimativas originais são recalculadas baseadas nesse parâmetro. Podem ser escolhidos quantos fatores de harmonização se achar necessário e o resultado final do processo de harmonização será uma harmonização consecutiva por todos os fatores.

Os fatores de harmonização a serem selecionados irão depender do produto que está sendo avaliado. Para o caso da energia eólica, Dolan e Heath (2012) avaliam as emissões de GEE do seu ciclo de vida e selecionam o GWP, a fronteira do sistema, o tempo de vida útil e o fator de capacidade como fatores de harmonização. Já no caso da termeletricidade a carvão mineral, Whitaker et al. (2012) observa que a eficiência térmica é um importante fator por se tratar da geração de eletricidade a partir da queima de um combustível.

A cada etapa de harmonização é possível verificar como os impactos, e mais especificamente as emissões de GEE do ciclo de vida para os dois estudos citados

anteriormente, são afetados pelas hipóteses feitas em cada estudo. A tendência central e a variabilidade das estimativas de emissões, bem como o impacto de cada etapa da harmonização, podem ser avaliadas com diversas medidas estatísticas, mas as que se mostram mais úteis são a mediana e o intervalo dos dados, respectivamente. Para que a etapa de harmonização seja realmente efetiva, ou seja, reduza a variabilidade das estimativas, o intervalo dos dados deve diminuir.

7. METODOLOGIA

Para a realização dessa pesquisa, foram definidas algumas etapas que estão ilustradas na **Figura 7** e serão detalhadas adiante.

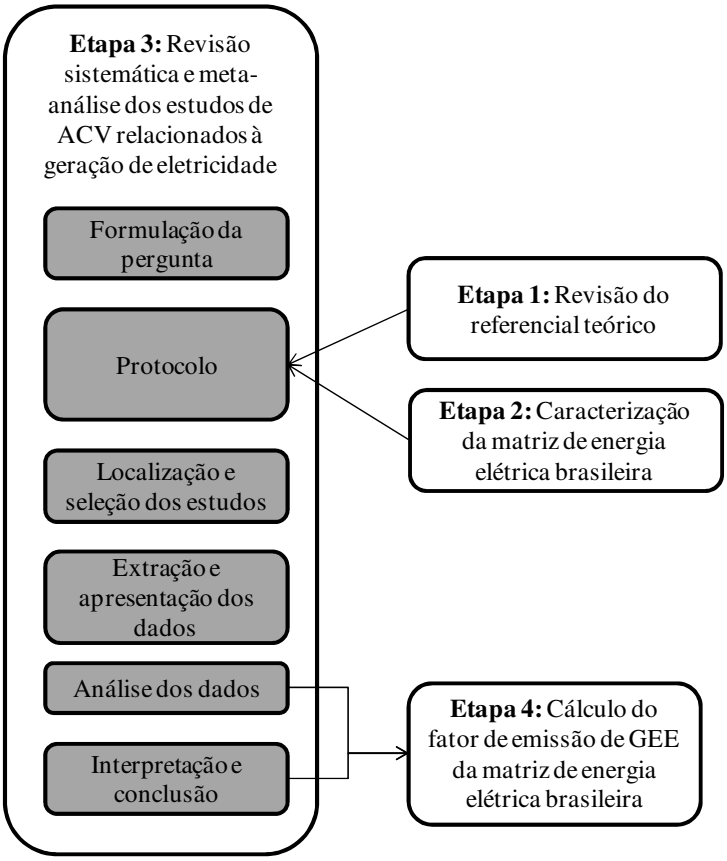

Figura 7 - Etapas do projeto de pesquisa

Etapa 1: Revisão do referencial teórico

Para dar suporte ao desenvolvimento do trabalho foi importante realizar uma revisão bibliográfica das relações existentes entre a geração e utilização da energia e as mudanças climáticas e de como a ACV tem sido aplicada para avaliar as emissões de GEE dos sistemas de geração de eletricidade. A identificação dos principais fatores que influenciam as emissões de GEE foi muito importante para a definição do protocolo da meta-análise, mais especificamente para a definição dos dados a serem extraídos dos estudos e os fatores de harmonização a serem considerados para cada tecnologia. Além disso, como o projeto buscou calcular o fator de emissão da matriz de energia elétrica brasileira, foi feita uma breve revisão do método atualmente aplicado para seu cálculo.

Etapa 2: Caracterização da matriz de energia elétrica brasileira

É importante que se conheça detalhadamente a matriz de energia elétrica brasileira para que se possa calcular seu fator de emissão de GEE. Nesse sentido, a matriz de energia elétrica brasileira foi caracterizada através de informações como combustíveis utilizados e suas características, tecnologias empregadas e suas características, número de usinas em operação, capacidade instalada, quantidade de energia gerada, fator de capacidade entre outras que estavam disponíveis e que se julgou importante especificamente para cada tecnologia. Como esta etapa foi realizada e as fontes de informações utilizadas estão representadas na **Figura 8**. É importante ressaltar que será considerada a geração de eletricidade das usinas contidas no Sistema Interligado Nacional (SIN) [6] e para o ano de 2010, pois esse é o ano mais recente com o maior número de informações disponíveis. Optou-se por considerar apenas o SIN, e não a matriz toda, pois se busca fazer uma comparação entre o fator de emissão calculado nessa dissertação (que considera o ciclo de vida) e aquele divulgado pelo MCTI (que não considera o ciclo de vida) que leva em consideração apenas as usinas em operação no SIN em um determinado ano.

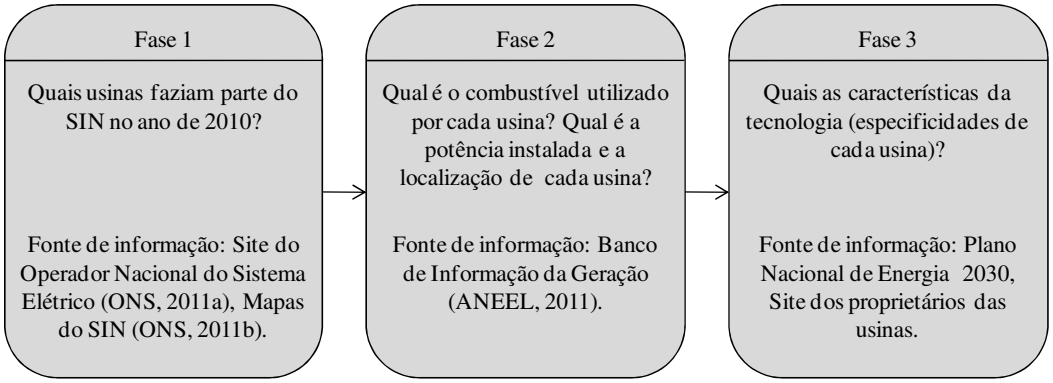

Figura 8 - Fases e fontes de informações para a caracterização da matriz de energia elétrica brasileira

Etapa 3: Revisão sistemática e meta-análise de estudos de avaliação do ciclo de vida relacionados à geração de eletricidade

Para localizar os estudos que avaliam as emissões de GEE do ciclo de vida da geração de eletricidade e calcular o fator de emissão de GEE das tecnologias de geração inseridas no SIN, duas abordagens de síntese de pesquisa foram utilizadas em conjunto: revisão bibliográfica sistemática e meta-análise. Conforme apresentado anteriormente, essa etapa é composta de 6 passos que serão descritos a seguir.

[6] Os Mapas do SIN considerados para a caracterização da matriz de energia elétrica brasileira foram atualizados em 31/12/2010.

Etapa 3.1 – Formulação da pergunta

A pergunta que se busca responder com a realização da meta-análise é:

> Se as emissões de gases de efeito estufa do ciclo de vida das tecnologias de geração de eletricidade forem consideradas (e não somente as emissões da geração da eletricidade), qual é o fator de emissão da matriz de energia elétrica brasileira?

Para responder essa pergunta, primeiramente os fatores de emissão de GEE foram calculados separadamente para cada tecnologia de geração de eletricidade contidas no SIN e, por fim, para a matriz como um todo.

Etapa 3.2 – Desenvolvimento do protocolo

As buscas foram feitas separadamente para cada tipo de tecnologia de geração de eletricidade nas seguintes bases de dados:

- Web of Knowledge (http://wokinfo.com/): é uma plataforma de pesquisa com acesso a bases de dados de todo mundo, contendo 23.000 jornais;
- Science Direct (http://www.sciencedirect.com/): base de dados científica com acervo de mais de 2.500 revistas e 11.000 livros; e
- Scopus (http://www.scopus.com/home.url): base de dados com 18.500 revistas, além de *trade publications*, livros e *conference proceedings*.

Em todas as buscas, não foi feita nenhuma limitação de data e procurou-se fazê-las do modo mais amplo possível, selecionando na base de dados *Web of Knowledge* a opção "Topics" e na outras duas bases de dados o índice "TITLE-ABSTRACT-KEYWORD". Os critérios de busca foram definidos para cada tecnologia de geração, uma vez que as buscas foram realizadas separadamente para cada uma. Esses critérios estão reunidos na **Tabela 19** (Apêndice A).

Para definir quais estudos fariam parte da meta-análise, foram definidos critérios de elegibilidade aos quais os estudos devem atender. Os critérios aplicados estão reunidos no **Quadro 1**.

Tipo de estudo O estudo não deve ser classificado como patente, nota, comentário, resumo e não deve ser uma revisão bibliográfica ou ser construído em cima de resultados de outros estudos (cópia dos resultados de um estudo sem que haja nenhuma análise ou resultado novo).
Tecnologia O estudo deve avaliar a tecnologia de geração de eletricidade da matriz brasileira e deve avaliar a eletricidade como um produto da tecnologia.
Avaliação do Ciclo de Vida O estudo deve considerar pelo menos duas etapas do ciclo de vida da tecnologia de geração de eletricidade.
Emissão de gases de efeito estufa O estudo deve quantificar as emissões de GEE da tecnologia de geração de eletricidade.

Quadro 1: Critérios de elegibilidade adotados para a seleção dos estudos

Os estudos selecionados ainda devem passar por uma avaliação de qualidade segundo os critérios apresentados no **Quadro 2**.

Método O estudo deve aplicar um método aceito de ACV (por exemplo, ISO e SETAC) e de contabilização das emissões de GEE.
Fonte de informações O estudo deve deixar claro quais são as suas fontes de informações, sejam primárias ou secundárias.
Principais considerações O estudo deve deixar claro quais são as fronteiras do sistema considerado, especificando as etapas do ciclo de vida e deve descrever algumas características da tecnologia como capacidade instalada, fator de capacidade, energia gerada, tempo de vida útil, eficiência e outras mais específicas de cada tecnologia.
Resultados O estudo deve apresentar claramente e numericamente os resultados de emissão de GEE (estudos que apresentaram os seus resultados graficamente sem valores explíctos não foram considerados) e devem apresentar os resultados em unidades comuns de fator de emissão (como gCO_2eq/kWh) ou fornecer informação suficiente para que o fator de emissão seja calculado (nenhuma informação externa ao estudo foi utilizada). Além disso, os estudos que simplesmente citaram os resultados de outro foram desconsiderados, mas aqueles que adaptaram um trabalho anterior e forneceram novas estimativas de emissão de GEE foram considerados.

Quadro 2: Critérios para avaliação da qualidade dos estudos selecionados

Os dados a serem extraídos dos estudos selecionados são:

- dados gerais e sobre a ACV: referência, local do estudo, fonte de informações, estudo hipotético ou empírico, tipo de análise, método de AICV, GEE e GWP considerados, cenários, etapas do ciclo de vida;
- dados da tecnologia: capacidade instalada, energia gerada, fator de capacidade,

tempo de operação anual, eficiência, tempo de vida útil e outras específicas de cada tecnologia;

- resultados do estudo: emissões de GEE separados por tipo de gás ou não, separados por etapa do ciclo de vida ou não.

Para avaliar os resultados dos estudos conjuntamente e calcular um fator de emissão de GEE para cada tecnologia utilizou-se o processo de harmonização citado anteriormente. Para tanto, os fatores de harmonização foram selecionados para cada tecnologia baseados em Whitaker et al. (2012), Dolan e Heath (2012) e Warner e Heath (2012) e são apresentados a seguir.

Harmonização pelo potencial de aquecimento global (GWP)

Quando os artigos selecionados apresentaram as emissões de GEE separadas para cada gás individualmente, o valor total das emissões em gCO_2eq foi recalculado com base no GWP mais recente publicado pelo IPCC (IPCC, 2007) que são:

- Dióxido de carbono (CO_2) – 1 gCO_2eq/gCO_2;
- Metano (CH_4) – 25 gCO_2eq/gCH_4; e
- Óxido nitroso (N_2O) – 298 gCO_2eq/gN_2O.

Harmonização pela fronteira do sistema

Para cada tecnologia de geração foi definido um ciclo de vida, com fases características de cada uma e separadas em: *upstream*, operação e *downstream*. Os estudos selecionados para a meta-análise que consideraram as emissões de GEE dessas três etapas e apresentaram as emissões separadas para cada etapa foram utilizados nessa etapa.

Assim, a mediana das estimativas de emissões de cada uma dessas fases foi calculada e adicionada aos estudos que não incluíam algumas dessas fases.

Harmonização pelo tempo de vida útil

Para a harmonização pelo tempo de vida útil utilizou-se como fator de referência o tempo de vida útil típico das usinas brasileiras, adotados pelo Plano Nacional de Energia 2030. Assim, os estudos que apresentaram o tempo de vida útil considerado nas suas análises tiveram as suas estimativas de emissões harmonizadas através do redimensionamento da geração de eletricidade durante o ciclo de vida (considerando um tempo de vida maior ou menor) mantendo a estimativa de emissão do ciclo de vida constante. Isso equivale a dizer

que a emissão do ciclo de vida é inversamente proporcional ao tempo de vida útil da usina, e o fator de emissão harmonizado pode ser calculado pela expressão:

$$F_{har.} = F_{pub.} * \frac{T_{pub.}}{T_{ref.}}$$

em que $F_{har.}$ é o fator de emissão harmonizado (em gCO_2eq/kWh), $F_{pub.}$ é o fator de emissão publicado pelo estudo (em gCO_2eq/kWh), $T_{pub.}$ é o tempo de vida útil utilizado pelo estudo (em anos) e $T_{ref.}$ é o tempo de vida útil de referência (em anos).

Harmonização pelo fator de capacidade

O fator de capacidade relaciona a geração de energia real com a geração máxima potencial da usina e pode ser calculado pela expressão:

$$FC = \frac{E}{P * 8.760}$$

em que FC é o fator de capacidade (em $\%$), E é a energia gerada real (em MWh/ano), P é a potência instalada da usina (em MW) e 8.760 é a quantidade de horas em um ano.

Para a harmonização pelo fator de capacidade, utilizou-se como fator de referência o fator de capacidade médio das usinas brasileiras calculado com base na geração de eletricidade e potência instalada para um conjunto de usinas de cada tecnologia para o ano de 2010. Quando isso não foi possível, adotou-se o fator de capacidade considerado no Plano Nacional de Energia 2030.

Assim, os estudos que apresentaram o fator de capacidade considerado nas suas análises ou apresentaram dados que permitisse calculá-lo com base na expressão acima, tiveram as suas estimativas de emissões harmonizadas através do redimensionamento da geração de eletricidade durante o ciclo de vida (considerando um fator de capacidade menor ou maior) mantendo a estimativa de emissão do ciclo de vida constante. Isso equivale a dizer que a emissão do ciclo de vida é inversamente proporcional ao fator de capacidade da usina, e o fator de emissão harmonizado pode ser calculado pela expressão:

$$F_{har.} = F_{pub.} * \frac{FC_{pub.}}{FC_{ref.}}$$

em que $F_{har.}$ é o fator de emissão harmonizado (em gCO_2eq/kWh), $F_{pub.}$ é o fator de emissão publicado pelo estudo (em gCO_2eq/kWh), $FC_{pub.}$ é o fator de capacidade utilizado pelo estudo (em %) e $FC_{ref.}$ é o fator de capacidade de referência (em %).

Harmonização pela eficiência térmica

A eficiência térmica relaciona a eletricidade gerada pela usina com a entrada de combustível para a geração de eletricidade e foi utilizada para a harmonização das emissões das usinas termelétricas a carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel. O fator de referência utilizado foi a eficiência térmica característica das usinas brasileiras adotada pelo Plano Nacional de Energia 2030.

Nessa etapa considerou-se que um aumento na eficiência térmica leva a uma redução no consumo de combustível e consequentemente a um fator de emissão menor, ou seja, a emissão de GEE do ciclo de vida é inversamente proporcional a eficiência térmica e pode ser calculado por:

$$F_{har.} = F_{pub.} * \frac{EF_{pub.}}{EF_{ref.}}$$

em que $F_{har.}$ é o fator de emissão harmonizado (em gCO_2eq/kWh), $F_{pub.}$ é o fator de emissão publicado pelo estudo (em gCO_2eq/kWh), $EF_{pub.}$ é a eficiência térmica utilizada pelo estudo (em %) e $EF_{ref.}$ é a eficiência térmica de referência (em %).

Algumas considerações devem ser feitas para as usinas termelétricas. Whitaker et al. (2012) consideram que o ciclo de vida das termelétricas a carvão mineral deve ser dividido em duas partes:

- combustível – que inclui a obtenção, o beneficiamento, o transporte e a combustão do carvão (operação e manutenção da usina); e
- usina – que inclui a extração, a manufatura e o transporte dos materiais, a construção e desativação da usina, a disposição dos resíduos.

Além disso, afirmam que 99% das emissões estão relacionadas à parte combustível e essas duas partes foram utilizadas separadamente para a harmonização. Para a harmonização pelo tempo de vida útil e pelo fator de capacidade considerou-se que a harmonização só afeta

a parte usina e para a harmonização pela eficiência considerou-se que a harmonização afeta somente a parte combustível. Para os demais combustíveis fósseis, a saber, gás natural, óleo combustível e óleo diesel, foram feitas as mesmas considerações.

Harmonização cumulativa

As estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida dos estudos selecionados para a meta-análise foram harmonizadas cumulativamente por todos os fatores anteriormente apresentados na seguinte ordem: GWP, fronteira do sistema, tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica.

Assim, as estimativas de emissões dos estudos foram harmonizadas pelo GWP e o resultado obtido foi harmonizado pela fronteira do sistema. E para isso uma nova mediana das emissões das três fases do ciclo de vida separadas, a saber, *upstream*, operação e *downstream*, foi calculada (agora corrigida pelo GWP) e adicionada aos estudos que não consideraram algumas dessas fases. E o resultado obtido foi harmonizado pelo tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica sucessivamente.

Procedimento estatístico

A tendência central e a variabilidade das estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida dos estudos que foram selecionados para a meta-análise foram avaliadas através da utilização de diversas medidas estatísticas.

As principais medidas consideradas para representar a tendência central e a variabilidade das estimativas de emissões foram a mediana e o intervalo dos dados, respectivamente. Entretanto, a média aritmética, o desvio padrão, os valores máximo e mínimo, os 1° e 3° quartis e o intervalo interquartil (que é calculado como a diferença entre o primeiro e o terceiro quartis e representa o intervalo central que contém 50% das estimativas) de cada etapa de harmonização também foram apresentados. Esquematicamente, essas medidas estatísticas podem ser representadas pela **Figura 9**.

Para cada etapa da harmonização, essas medidas são comparadas com aquelas relacionadas às estimativas de emissão originais dos estudos para descrever o impacto da etapa de harmonização.

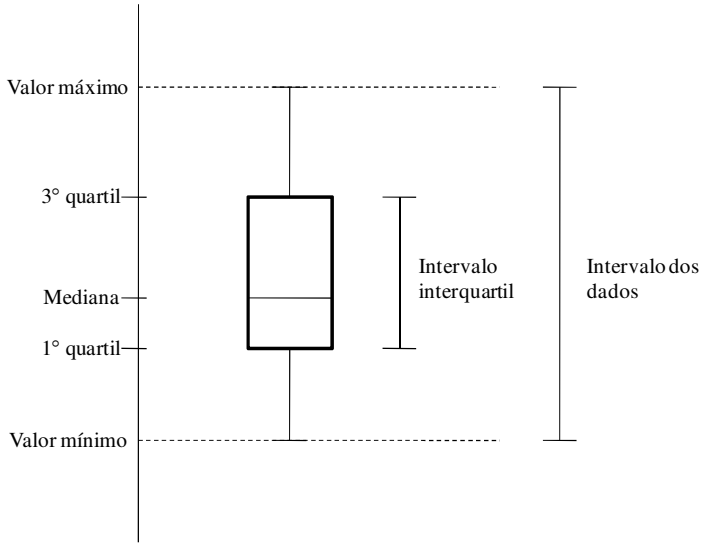

Figura 9 - Desenho esquemático das medidas estatísticas

Etapa 3.3 – Localização e seleção dos estudos

A partir daqui inicia-se a aplicação do protocolo. Inicialmente, o título, o resumo e as palavras-chave dos estudos foram lidos e aqueles que atendiam aos critérios ou que não deixaram claro se atendiam foram selecionados para serem lidos na íntegra.

Em seguida, os textos indisponíveis ou que não estivessem em inglês ou português foram descartados e aos restantes foram aplicados, novamente, os critérios de elegibilidade.

Finalmente, os estudos selecionados passaram por uma avaliação de qualidade segundo os critérios descritos no **Quadro 2** e aqueles que atenderam a esses critérios foram selecionados para a etapa de extração de dados.

Etapa 3.4 – Extração e apresentação dos dados

Os dados definidos anteriormente foram extraídos dos estudos, organizados em tabelas e estão apresentados no Apêndice C.

Etapa 3.5 – Análise dos dados

Os dados extraídos dos estudos são analisados conforme o procedimento estatístico definido no protocolo e os fatores de emissão de GEE das tecnologias de geração e da matriz como um todo são calculados.

Etapa 3.6 – Interpretação e conclusões

Os resultados obtidos são interpretados e a pergunta feita inicialmente é respondida.

Etapa 4: Cálculo do fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica brasileira

O fator de emissão foi calculado com base nas estimativas de emissão dos estudos selecionados e levando em consideração a composição da geração da matriz no ano de 2010.

8. MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

No ano de 2010, a matriz de energia elétrica brasileira tinha uma potência instalada de aproximadamente 113GW (EPE, 2011), distribuída entre diversas tecnologias de geração de eletricidade, como hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas e usinas nucleares.

Essa matriz é dividida em dois sistemas:

- os Sistemas Isolados; e
- o Sistema Interligado Nacional.

Os Sistemas Isolados estão localizados, principalmente, na região Norte onde a interligação com o restante do país por meio de linhas de transmissão é mais difícil e garante o fornecimento de energia para as comunidades isoladas do Brasil (ONS, 2011a).

O Sistema Interligado Nacional, chamado de SIN, é formado por usinas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte e é caracterizado pela interligação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica (ONS, 2011a). O funcionamento integrado das usinas faz com que haja um uso otimizado dos recursos energéticos, pelo aproveitamento das diversidades hidrológicas e de mercado existentes entre as diversas regiões.

Nesse mesmo ano, o SIN era composto por diversas tecnologias de geração de eletricidade divididas em hidrelétricas, eólicas, nucleares e termelétricas, totalizando uma potência instalada de cerca de 95GW conforme está apresentado no **Gráfico 1** (ONS, 2011b). Pode-se observar que o SIN representou no ano de 2010, 84% da capacidade instalada da matriz de energia elétrica brasileira.

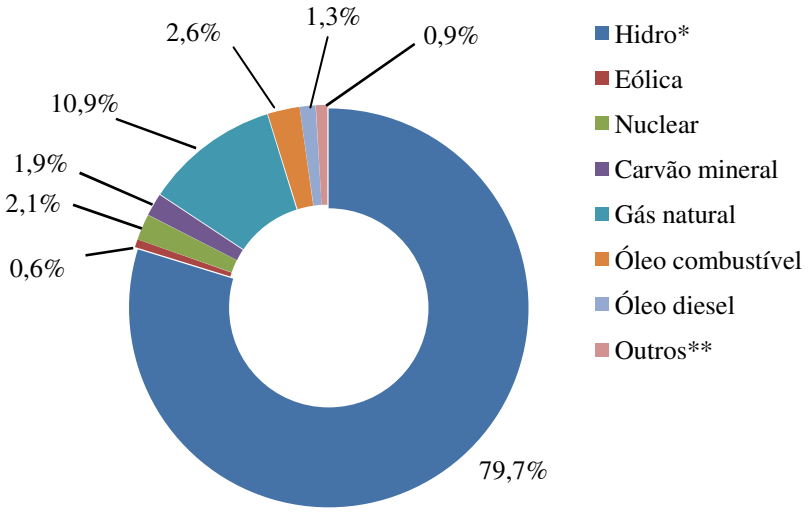

Gráfico 1 - Capacidade instalada no SIN por tipo de geração no ano de 2010
* Inclui somente a parte brasileira de Itaipu. ** Incluem bagaço de cana-de-açúcar, óleo ultraviscoso, efluente gasoso e gás de processo. Fonte: baseado em ONS (2011b), ANEEL (2011).

8.1. Usinas hidrelétricas

8.1.1. Reservas

O Brasil é um país rico em recursos hídricos, o que fez com que a hidroeletricidade fosse escolhida como a sua principal fonte de energia elétrica, sendo hoje responsável por cerca de 80% da potência instalada no SIN (ONS, 2011b).

Apesar dessa alta participação na matriz, ainda existe um grande potencial hidrelétrico para ser explorado. Estima-se que apenas 30% do potencial existente já foram aproveitados, sendo que o restante está localizado principalmente na bacia Amazonas e Tocantins/Araguaia que são áreas que apresentam sérias restrições ambientais para seu aproveitamento (BRASIL, 2007a).

8.1.2. Tecnologia

As usinas hidrelétricas utilizam o movimento da água de um rio para gerar eletricidade. A água é utilizada para girar as turbinas hidráulicas que estão acopladas a um gerador elétrico, e assim, transformando a energia cinética do movimento da água em energia mecânica nas turbinas girando, e finalmente, em energia elétrica. As usinas hidrelétricas são classificadas de diversas formas, considerando algumas de suas características mais relevantes.

Quanto ao regime de operação de seus reservatórios, as hidrelétricas podem ser classificadas em fio d'água e de acumulação[7]. Na primeira, o nível da água é mantido exclusivamente pelo regime hidrológico, não havendo a possibilidade de armazenar a água. Na segunda, uma barragem é construída para interromper o curso do rio, formando um reservatório para que a água possa ser armazenada, permitindo que a energia possa ser gerada mesmo em tempos de estiagem (BREEZE, 2005).

A escolha do tipo de barragem a ser empregada irá depender da conformação do vale onde está localizado o seu eixo. Assim, existem barragens de concreto (*concrete dam*) em que as barragens são inteiramente de concreto e utilizadas quando é necessário uma alta barragem através de um estreito vale, barragens de terra (*embankment dam*) que são constituídas, em sua maior parte de terra e aplicadas para reservatório amplos e rasos e *arch dam* em que a

[7] Há também hidrelétricas reversíveis, mas esse tipo não é aplicado no Brasil. Esse tipo de usina é utilizado onde há necessidade de geração de energia extra em momentos de maior demanda. Assim, suas turbinas também funcionam como bombas e transferem água do reservatório à jusante para o reservatório à montante nas horas de ponta (MME, 2007a).

estrutura de rocha dos lados da barragem é aproveitada para represar a água (BREEZE, 2005).

Existem diversos tipos de turbinas e a escolha da mais adequada para uma hidrelétrica irá depender da vazão do rio e da altura da queda d'água. As turbinas são geralmente classificadas em turbinas de ação, que giram no ar, e turbinas de reação, que giram submersas na água. Quando a altura da queda d'água é muito grande (maior que 450m), a turbina de ação é mais adequada, pois ela aproveita de forma mais eficiente a energia cinética contida no movimento do forte jato de água. Ao contrário, quando a altura da queda d'água é baixa (menor que 450m), a turbina de reação é mais adequada, pois a sua configuração responde à pressão do peso da água agindo sobre um lado de suas lâminas. A turbina de ação mais típica é a Pelton e a de reação são as Francis, Kaplan e Bulbo (BREEZE, 2005).

8.1.3. Usinas do Brasil

No SIN, existiam 129 usinas hidrelétricas em operação no ano de 2010, totalizando 76.034MW de potência instalada. Na **Tabela 20** (Apêndice B) as usinas juntamente com algumas de suas características são apresentadas.

A potência instalada dessas usinas hidrelétricas varia de 28 a 8.370 MW e estão localizadas em todas as regiões do país, podendo ser tanto de reservatórios como a fio d'água.

8.2. Usinas eólicas

8.2.1. Reservas

O "Atlas de Energia Elétrica do Brasil" (ANEEL, 2008) aponta para a existência de um potencial de aproveitamento eólio-elétrico em todo o país, totalizando uma potência de 143GW (ou 272TWh/ano). A **Figura 10** apresenta o potencial eólico em cada região do país, com destaque para a região Nordeste com cerca de 52% da potência total.

Ainda de acordo com o Atlas, os meses do ano que apresentam as maiores velocidades de vento são aqueles em que ocorre o período de estiagem (ANEEL, 2008), reforçando a complementaridade entre a energia eólica e a energia hidráulica.

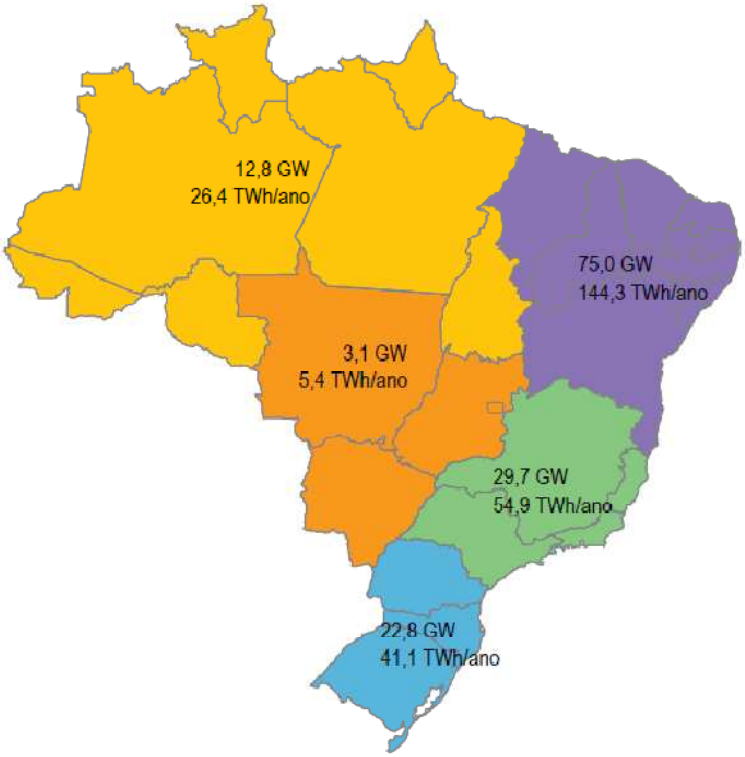

Figura 10 - Potencial eólico brasileiro para ventos com velocidade média anual igual ou superior a 7,0 m/s
Fonte: EPE, 2007[8] apud. ANEEL, 2008.

8.2.2. Tecnologia

A geração de energia eólica utiliza a energia cinética dos ventos para movimentar as pás da turbina eólica que estão acopladas ao eixo de um gerador e então produzir energia elétrica (BREEZE, 2005). É importante classificar as usinas eólicas de acordo com as seguintes características:

- localização;
- posição do eixo do rotor; e
- número de pás.

No Brasil, as usinas eólicas estão localizadas em terra (*onshore*), possuem o eixo na posição horizontal e são constituídas de 3 pás (THE WIND POWER, 2011).

8.2.3. Usinas do Brasil

No SIN, existiam 12 usinas eólicas em operação no ano de 2010, totalizando 619MW de potência instalada. Na **Tabela 4** e na **Tabela 5** são apresentadas as usinas juntamente com algumas de suas características.

[8] Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em www.epe.gov.br

Tabela 4: Usinas eólicas existentes no SIN no ano de 2010

Usina	Proprietário	Localização	Entrada em operação	Potência instalada (MW)
EOL Osório	Ventos do Sul Energia S.A.	Osório/RS	29/06/2006	50
EOL Sangradouro			30/09/2006	50
EOL dos Índios			13/12/2006	50
EOL Rio do Fogo	Energias Renováveis do Brasil S.A.	Rio do Fogo/RN	15/07/2006	49
EOL Praia Formosa	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A.	Camocim/CE	26/09/2009	104
EOL Icaraizinho	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A.	Amontada/CE	14/10/2009	55
EOL Canoa Quebrada	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	Aracati/CE	26/01/2010	57
EOL Bons Ventos			11/02/2010	50
EOL Enacel			18/03/2010	32
EOL Praia do Morgado	Central Eólica Praia do Morgado S.A.	Acaraú/CE	26/05/2010	29
EOL Volta do Rio	Central Eólica Volta do Rio S.A.	Acaraú/CE	03/09/2010	42
EOL Alegria I	New Energy Options Geração de Energia S.A.	Guamaré/RN	30/12/2010	51

Fonte: ONS, 2011a, b; ANEEL, 2011.

Tabela 5: Características técnicas das usinas eólicas existentes no SIN no ano de 2010

Usina eólica	Modelo da turbina	Quant. de turbinas	Potência da turbina (kW)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Materiais dos componentes
Osório	Enercon E-70	25	2000	70	100	430m^3 concreto; 60t aço Fundação: 35m de profundidade Torre: 25 segmentos de concreto Peso total do aerogerador: 915 t
Sangradouro	Enercon E-70	25	2000	70	100	Peso total do aerogerador: 915 t
dos Índios	Enercon E-70	25	2000	70	100	Peso total do aerogerador: 915 t
Rio do Fogo	Enercon E-48	61 1	800 500	48	-	-
Praia Formosa	Suzlon S-88	50	2088	88	-	-
Icaraizinho	Suzlon S-88	26	2100	88	-	-
Canoa Quebrada	Suzlon S-88	22 6	2100 1800	88	-	Volume de concreto: 13.179 m³ Consumo de aço para concreto: 1.127,05 t. Estrutura em torre metálica: 85 estaiadas mais 33 autoportantes
Bons Ventos	Suzlon S-88	22 6	2100 1800	88	-	
Enacel	Suzlon S-88	22 2	2100 1800	88	-	
Praia do Morgado	IMPSA V-77	19	1580	77	85	-
Volta do Rio	IMPSA V-77	28	1500	77	85	-
Alegria I	Vestas V82-165	60	850	82	-	-

Legenda: Quant. - quantidade, $Ø_{rotor}$ - diâmetro do rotor, H_{torre} - altura da torre. Fonte: THE WIND POWER (2011), VENTOS DO SUL (2011), BONS VENTOS (2011), IMPSA (2011), PARQUE EÓLICO ALEGRIA (2011).

8.3. Usinas nucleares

8.3.1. Reservas

As reservas brasileiras de urânio estão localizadas em diversos estados do país. A jazida Caldas, localizada na cidade de Caldas/MG, começou a ser explorada em 1982 e hoje se encontra em processo de descomissionamento. A mina em operação atualmente, e que supre a demanda das usinas nucleares brasileiras, é a Lagoa Real/Caetité, localizada na Bahia. Esta mina tem uma capacidade de produção anual de 400t de concentrado de urânio e uma reserva estimada de 100.000t de urânio. No estado do Ceará, existe o depósito de Santa Quitéria (originalmente conhecido como Itataia) ainda não explorado e com reservas estimadas de 142.500t de urânio associado ao fosfato. Nos estados do Pará e Amazonas, são encontradas reservas de urânio associado a outros minerais, estimadas em 300.000t de urânio associado (INB, 2011).

8.3.2. Tecnologia

As usinas nucleares têm o mesmo princípio de funcionamento de centrais termelétricas convencionais, com a particularidade de que o vapor é gerado pela fissão de átomos de urânio[9]. Assim, o processo de fissão do átomo de urânio libera calor e aquece um fluido, gerando vapor que irá girar uma turbina acoplada a um gerador elétrico, finalmente gerando energia elétrica. Para a obtenção do combustível nuclear, são necessárias diversas etapas que caracterizam o Ciclo do Combustível Nuclear, conforme está representado na **Figura 11**. Particularmente, a descrição do ciclo será apresentada com as características brasileiras.

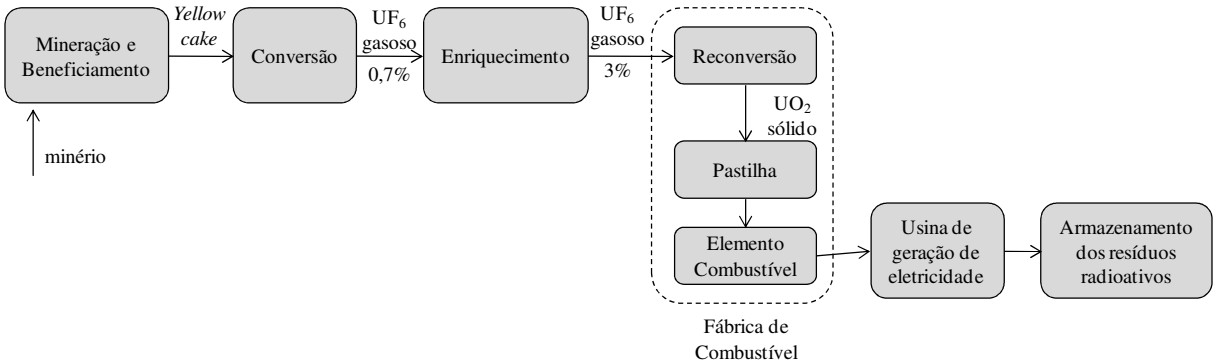

Figura 11 - Ciclo do combustível nuclear no Brasil

[9] A reação de fissão nuclear consiste em bombardear o átomo de urânio-235 com nêutrons para que esse átomo seja quebrado, e nesse processo liberar energia em forma de calor. Essa reação ocorre dentro do reator nuclear (INB, 2011).

Na primeira etapa do ciclo, Mineração e Beneficiamento, o minério de urânio é extraído do solo e levado para a usina de beneficiamento onde o urânio é extraído do minério, purificado e concentrado sob a forma de um sal de cor amarela e de composição química U_3O_8, conhecido como *yellow cake*. A mineração é feita a céu aberto e o minério extraído apresenta um teor de urânio de 0,23%. Todas estas atividades são realizadas em Caetité/BA (DNPM, 2009; INB, 2011).

Em seguida, o concentrado de urânio segue de caminhão até o porto de Salvador/BA para que seja enviado para o Canadá de navio, onde é realizada a próxima etapa, a Conversão. Na Conversão, o *yellow cake* é dissolvido, purificado e transformado em hexafluoreto de urânio (UF_6) no estado gasoso. O Brasil já domina esta tecnologia em pequena escala e a Marinha está implantando uma unidade de demonstração industrial no Centro Experimental Aramar em Iperó/SP, chamada Unidade Produtora de Hexafluoreto de Urânio (USEXA) (INB, 2011; ELETRONUCLEAR, 2011).

O UF_6 gasoso segue de navio até a Holanda para que seja realizada a etapa de Enriquecimento, em que o urânio tem sua concentração aumentada de 0,7% para cerca de 3%. Atualmente, esta etapa é realizada pelo consórcio europeu URENCO, do qual a Holanda faz parte, e utiliza a tecnologia de ultracentrifugação gasosa[10]. Entretanto, o Brasil já domina esta tecnologia e já está implantando, em escala industrial, a planta de Enriquecimento na Fábrica de Combustível Nuclear em Resende/RJ. (INB, 2011; ELETRONUCLEAR, 2011).

A primeira cascata de enriquecimento foi inaugurada em 2006 e a previsão é que em 2012, 100% das necessidades de Angra I e 20% de Angra II estarão supridas e, em 2014, 100% da demanda das usinas nucleares brasileiras será suprida pela produção nacional (INB, 2011; BRASIL, 2007e).

O urânio enriquecido volta em contêineres em navios até o Rio de Janeiro e segue em caminhões para a Fábrica de Combustível Nuclear em Resende/RJ. Em seguida, ocorre a Reconversão em que o UF_6 gasoso é levado ao estado sólido sob a forma de pó de dióxido de urânio (UO_2). Para que o UO_2 possa ser utilizado como combustível, ele deve ser agrupado em Pastilhas que têm a forma de um cilindro de mais ou menos um centímetro de comprimento e de diâmetro. Essas pastilhas são montadas em tubos de uma liga metálica chamada *zircaloy,* formando um conjunto de varetas e dando origem ao Elemento

[10] O processo de ultracentrifugação a gás (no caso, UF_6) separa os isótopos de urânio 235 e 238, aumentando a concentração do isótopo físsil 235 de 0,7% para cerca de 3%. E para isso, é utilizado um cilindro vertical que gira a uma alta velocidade, gerando um campo de força ultracentrífuga e separando os diferentes isótopos. Para aumentar a eficiência do enriquecimento, obtendo a quantidade e o teor de enriquecimento desejados, esses sistemas são acoplados para formarem "cascatas" (INB, 2011).

Combustível que é a fonte geradora do calor para geração de energia elétrica na usina nuclear (INB, 2011).

O elemento combustível segue de caminhão para Angra dos Reis/RJ onde estão localizadas as usinas nucleares de Angra I e Angra II (ELETRONUCLEAR, 2011). As usinas nucleares brasileiras operam com reatores do tipo PWR (*Pressurized Water Reactor*), que são os reatores mais utilizados no mundo[11] (BRASIL, 2007e; IAEA, 2011).

Nesse tipo de reator, o calor produzido pela fissão nuclear aquece um fluido, geralmente água, que está num primeiro circuito a uma pressão suficientemente alta para evitar sua vaporização. A água aquecida do primeiro circuito, ao passar por um trocador de calor, aquece a água contida no segundo circuito, e essa sim se torna vapor e gira as turbinas acopladas ao gerador elétrico, gerando eletricidade. Observa-se que essa tecnologia possui dois circuitos de circulação de água, e isso é que evita que a água do primeiro, que contém componentes radioativos, entre em contato com as vizinhanças do reator (BREEZE, 2005). Após terminar sua vida útil, o elemento combustível deve ser substituído.

O Ciclo do Combustível Nuclear no Brasil é considerado aberto, pois não há o reprocessamento do combustível utilizado ou dos outros resíduos nucleares gerados. Assim, os resíduos são armazenados de acordo com a sua radioatividade na própria usina (ELETRONUCLEAR, 2011).

8.3.3. Usinas do Brasil

No SIN existem duas usinas nucleares em operação que somam 2.007MW de potência instalada. Na **Tabela 6** são apresentadas as suas características.

As usinas nucleares devem operar em níveis constantes de potência para preservar a segurança da operação e otimizar o uso do combustível, fazendo com que os seus fatores de capacidade sejam altos. Essas particularidades impedem que esse tipo de usina seja utilizado em regime de complementação, ou seja, que seja utilizada somente em período de escassez hidrológica (BRASIL, 2007e).

[11] De acordo com a Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 2011), existem 272 reatores PWR em operação no mundo, representando cerca de 60% do total.

Tabela 6: Características das usinas nucleares existentes no SIN no ano de 2010

Usina	Angra I	Angra II
Localização	Angra dos Reis/RJ	Angra dos Reis/RJ
Proprietário	Eletrobrás Termonuclear S/A	Eletrobrás Termonuclear S/A
Entrada em operação comercial	1985	2001
Configuração	Reator PWR de tecnologia *Westinghouse*	Reator PWR de tecnologia *Siemens*
Potência instalada (MW)	657	1.350
Grau médio de enriquecimento do U^{235}	2,6 %	2,5 %
Água no sistema de refrigeração primário	157 atm 324 °C	161 atm 329 °C
Vapor de água no sistema de refrigeração secundário	65 atm 287 °C	70 atm 284 °C
Eficiência térmica*	35%	36%

PWR - pressurized water reactor * A eficiência térmica mede quanta energia térmica é transformada em energia elétrica. Fonte: ONS (2011b), BRASIL, 2007e; Silva (2010).

8.4. Usinas termelétricas a carvão mineral

8.4.1. Reservas

As reservas brasileiras de carvão mineral lavrável, correspondente às reservas economicamente aproveitáveis, totalizaram 6,6 bilhões de toneladas no ano de 2007 e estão distribuídas em quatro estados brasileiros (DNPM, 2009), apesar de serem exploradas economicamente somente nos estados da Região Sul. Essas reservas são compostas por carvão do tipo linhito e sub-betuminoso (ANEEL, 2008), sendo um carvão de baixa qualidade por possuir elevado teor de cinzas e de outras impurezas (enxofre), baixa concentração de carbono e baixo poder calorífico. Na **Tabela 7** são apresentadas as características das reservas de carvão brasileiras. Considerando essas características, o carvão mineral nacional é empregado, predominantemente, em usinas termelétricas localizadas próximas às minas.

Tabela 7: Tipologia do carvão mineral brasileiro

Unidade da Federação	Jazida	Poder calorífico (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Rio Grande do Sul	Candiota	3200	23,3	52,5	1,6
	Santa Terezinha	3800 – 4300	28,0 – 30,0	41,0 – 49,5	0,5 – 1,9
	Morungava/Chico Lomã	3700 – 4500	27,5 – 30,5	40,0 – 49,0	0,6 – 2,0
	Charquedas	2950	24,3	54	1,3
	Leão	2950	24,1	55,6	1,3
	Iruí	3200	23,1	52	2,5
	Capané	3100	29,5	52	0,8
Santa Catarina	Barro Branco	2700	21,4	62,1	4,3
	Bonito	2800	26,5	58,3	4,7
Paraná	Cambuí	4850	30	45	6
	Sapopema	4900	30,5	43,5	7,8

Fonte: Carvalho (2005[12] apud. BRASIL, 2007d).

[12] CARVALHO, C. H. B. **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com Uso do Carvão Mineral Nacional**. Apresentação EPE, 2005.

8.4.2. Tecnologia

As termelétricas movidas a carvão mineral utilizam o ciclo Rankine, ou ciclo a vapor, para produzir eletricidade. Esse ciclo consiste em queimar o carvão em uma caldeira que está envolvida por tubos que contém água, fazendo com que o calor produzido pela queima transforme a água em vapor. Esse vapor, que está a uma alta temperatura e pressão, irá girar uma turbina que está acoplada a um gerador elétrico, produzindo assim eletricidade (BREEZE, 2005).

No Brasil, as termelétricas empregam o sistema de carvão pulverizado (BRASIL, 2007d) que consiste em queimar o carvão na forma de um fino pó aumentando a área de contato do combustível e, consequentemente, melhorando a velocidade e eficiência de combustão (BEÉR, 2007).

A eficiência da usina está diretamente relacionada com a pressão e temperatura do vapor. Nesse sentido, o Brasil emprega em suas termelétricas o ciclo subcrítico (BRASIL, 2007d) que têm como parâmetros de operação do vapor típicos uma pressão de 161atm e temperatura de 538°C, o que é considerado baixo e não permite uma eficiência maior do que 40%. Outros sistemas que aplicam valores de temperatura e pressão maiores, os chamados ciclos supercríticos e ultra-supercríticos, podem chegar a eficiências da ordem de 42% e maiores que 45%, respectivamente (BEÉR, 2007).

De acordo com os proprietários das usinas termelétricas a carvão mineral, as usinas brasileiras queimam somente carvão mineral como combustível (TRACTEBEL, 2011; CGTEE, 2011; COPEL, 2011). Na **Tabela 8** são apresentados alguns detalhes do ciclo produtivo do carvão mineral no Brasil.

8.4.3. Usinas do Brasil

No SIN existem oito termelétricas movidas a carvão mineral que somam juntas 1.765MW de potência instalada. Na **Tabela 9** são apresentadas essas usinas juntamente com algumas de suas características.

Tabela 8: Ciclo produtivo do carvão mineral no Brasil

Mina	Mineração	Beneficiamento	Transporte	Geração	Usina termelétrica
Candiota	céu aberto (mineração por tiras)	não (unidade de britagem: 800t/h) – queimado na forma bruta	correia transportadora (distância: 2,3km)	Carvão pulverizado em ciclo subcrítico	Presidente Médici A, B
		unidade de britagem	correia transportadora		Candiota III
Leão I	céu aberto	sim (jigue metálico e hidrociclones no lavador)	carregadeiras frontais elétricas e correia transportadora		São Jerônimo
Recreio	céu aberto (*truck/shovel*)	sim			Charqueadas
Sul Catarinense (camadas de carvão Barro Branco e Bonito)	céu aberto (cortes em tiras com equipamentos de terraplanagem) e subterrânea (câmaras e pilares com poços de ventilação)	sim (britadores, jigues, ciclones, mesas concentradoras e flotação)	correias, guinchos sem fio e vagonetas sobre trilhos de aço		Jorge Lacerda I e II
					Jorge Lacerda III
					Jorge Lacerda IV
Cambuí	subterrânea (*short-wall com câmaras estreitas*)	sim (lavador de carvão)	vagonetas, cabos sem fim e correias (distância: 5km)		Figueira

Fonte: BRASIL (2007d).

Tabela 9: Usinas termelétricas movidas a carvão mineral existentes no SIN no ano de 2010

Usina	Localização	Proprietário	Entrada em operação	Potência instalada (MW)
Figueira	Figueira - PR	Copel Geração e Transmissão S.A.	Fases 1: 1963 2: 1966	20
Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo - SC	Tractebel Energia S/A	Unidades 1: Mar/65 2: Fev/67 3: Fev/74 4: Jun/73	232
Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo - SC		Unidades 5: Nov/79 6: Jul/80	262
Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo - SC		Unidade 7: Fev/97	363
Charqueadas	Charqueadas - RS		Unidades 1, 2 e 3: Jan/62 4: Mar/69	72
São Jerônimo	São Jerônimo - RS	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Etapas 1: 1953 2: 1955	20
Presidente Médici A, B	Candiota - RS		Unidades A: 1974 B: 1986	446
Candiota III	Candiota - RS		Jan/11	350

Legenda: n.d. - não disponível. Fonte: ONS (2011b), ANEEL (2011), TRACTEBEL (2011), CGTEE (2011), COPEL (2011), BRASIL (2007d).

8.5. Usinas termelétricas a gás natural

8.5.1. Reservas

As reservas de gás natural podem ser encontradas tanto em terra quanto no mar, estando associadas ou não ao petróleo[13]. No ano de 2010, as reservas brasileiras de gás natural somaram 824.723 milhões m^3, sendo 16% localizadas em terra e 84% no mar. Das reservas em terra, o estado do Amazonas é que possui a maior porcentagem (81%) e o estado do Rio de Janeiro é o que se destaca com as maiores reservas no mar (57%). Em relação à produção, foram produzidos neste mesmo ano 22.938 milhões m^3, sendo 75% de gás associado e 25% de gás não-associado. Do volume total de gás produzido, 11% foi queimado e perdido e 19% reinjetado (ANP, 2011).

8.5.2. Tecnologia

No Brasil, a geração de energia elétrica a partir desse combustível pode utilizar três ciclos (BRASIL, 2007c):

- Ciclo simples;
- Ciclo combinado; e
- Co-geração.

O ciclo simples se baseia no ciclo Brayton (ciclo a gás) e consiste em queimar ar comprimido e gás natural em um sistema de combustão para produzir um gás a alta pressão e temperatura. Esse gás é utilizado para girar uma turbina que está acoplada a um gerador elétrico e depois são descarregados na atmosfera, caracterizando um ciclo aberto. No ciclo combinado, é feita uma utilização conjunta do ciclo Brayton com o ciclo Rankine, de forma a aproveitar a energia térmica contida nos gases de combustão descarregados na atmosfera pelo ciclo a gás para gerar mais eletricidade. Assim, nessa configuração, os gases que geraram eletricidade na turbina a gás são recuperados por uma caldeira, chamada caldeira de recuperação, onde o vapor é gerado e segue para girar a turbina a vapor e gerar mais eletricidade. A co-geração é um processo de produção combinada de calor e energia elétrica. Assim, os gases descarregados pela turbina do ciclo a gás são utilizados para aquecer água e ambientes e como fonte de energia térmica nos processos industriais (BREEZE, 2005).

---

[13] O gás associado é aquele que, no reservatório, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. O gás não associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório e a sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção basicamente de gás natural (ANP, 2011).

A cadeia produtiva do gás natural é composta de 6 etapas, conforme mostrado na **Figura 12**, que serão apresentadas a seguir dando uma especial atenção às especificidades brasileiras.

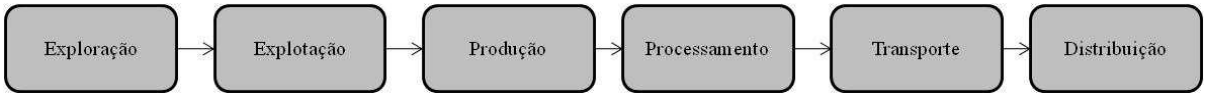

Figura 12 - Cadeia produtiva do gás natural no Brasil
Fonte: baseado em ANEEL (2008).

A primeira etapa, exploração, compreende os estudos necessários para verificar a ocorrência ou não de gás natural. Em seguida, caso gás natural seja encontrado e apresente viabilidade técnica e econômica para ser explorado, ocorre a instalação da infraestrutura necessária para a operação do poço, caracterizando a etapa de explotação. No Brasil, a produção do gás natural ocorre em poços localizados tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). Nesta etapa, caso o campo de produção seja de gás associado, há a separação da fração gasosa e do óleo. Na etapa de processamento, o gás é tratado para remover impurezas (como vapor d'água e compostos de enxofre) e separar as frações leves (como etano e propano) daquelas de maior valor econômico (como gasolina natural e GLP). Esta etapa ocorre nas 36 UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural) existentes no Brasil (ANP, 2011). Neste ponto, o gás natural é transportado até as distribuidoras, para que chegue ao consumidor final. O transporte do gás natural pode ser feito tanto por gasodutos quanto por caminhões (ANEEL, 2008; BRASIL, 2007c).

8.5.3. Usinas do Brasil

O gás natural é utilizado para gerar energia elétrica em 26 usinas termelétricas no SIN, sendo que elas representam 10.357 MW de potência instalada, conforme apresentado na **Tabela 10**.

Tabela 10: Usinas termelétricas movidas a gás natural existentes no SIN no ano de 2010

Usina	Localização	Proprietário	Entrada em operação	Potência instalada (MW)	Regime de operação
Sepé Tiaraju	Canoas - RS	Petróleo Brasileiro S/A	-	161	CS
Uruguaiana	Uruguaiana - RS	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda	-	640	CC
Araucária	Araucária - PR	Petróleo Brasileiro S/A	Set 2006	484	CC
Euzébio Rocha	Cubatão - SP	Petróleo Brasileiro S/A	Nov 2009	250	CG
Fernando Gasparian	São Paulo - SP	Petróleo Brasileiro S/A	-	386	CS
Santa Cruz	Rio de Janeiro - RJ	Furnas Centrais Elétricas S/A	Unidades 1 e 2: Set 1967 3: Fev 1973 4: Ago 1973 5: Dez 2004 6: Abr 2010	1.000	CC
Barbosa Lima Sobrinho	Seropédica - RJ	Petróleo Brasileiro S/A	-	379	CC
Governador Leonel Brizola (Termorio)	Duque de Caxias - RJ	Petróleo Brasileiro S/A	Última unidade geradora: Jul 2007	1058	CS
Mário Lago	Macaé - RJ	Petróleo Brasileiro S/A	-	923	CS
Norte Fluminense	Macaé - RJ	Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A	2004	869	CC
Campos	Campos dos Goytacazes - RJ	Furnas Centrais Elétricas S/A	Adaptação para GN – Ago-Set 1998	30	CS
Linhares	Linhares - ES	Linhares Geração S/A	Nov 2010	204	-
Aureliano Chaves	Ibirité - MG	Petróleo Brasileiro S/A	-	226	CS
Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG	Petróleo Brasileiro S/A	-	87	CS
Luiz Carlos Prestes	Três Lagoas - MS	Petróleo Brasileiro S/A	-	386	CS
Willian Arjona	Campo Grande - MS	Tractebel Energia S/A	Unidades 1: Abr 1999 2: Nov 1999 3: Set 2001 4: Abr 2002 5: Jul 2002	206	CS
Cuiabá	Cuiabá - MT	Petróleo Brasileiro S/A	-	529	CC
Celso Furtado	São Francisco do Conde - BA	Petróleo Brasileiro S/A	-	186	CS
Rômulo Almeida Unidade I	Camaçari - BA	Petróleo Brasileiro S/A	-	138	CS
Camaçari	Dias d'Ávila - BA	CHESF	Repotenciação em 2002	347	CS
Termocabo	Cabo de Santo Agostinho - PE	Termocabo Ltda	Jan 2008	48	CS
Termopernambuco	Ipojuca - PE	Termopernambuco S/A	Mai 2004	533	CC
Termoceará	Caucaia - CE	Petróleo Brasileiro S/A	-	242	CC
Fortaleza	Caucaia - CE	Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A	-	327	CC
Jesus Soares Pereira	Alto do Rodrigues - RN	Petróleo Brasileiro S/A	-	368	CG
Termo Norte II	Porto Velho - RO	Termo Norte Energia Ltda	Out 2009	350	CC

Legenda: CS – ciclo simples; CC – ciclo combinado, CG – co-geração. Fonte: Fonte: ONS (2011a, b), ANEEL (2011), BRASIL (2007c).

8.6. Usinas termelétricas a derivados de petróleo

8.6.1. Reservas

As reservas de petróleo podem ser encontradas tanto em terra quanto no mar. No ano de 2010, as reservas brasileiras de petróleo somaram 28.467 milhões barris, sendo 95% localizadas no mar e apenas 5% na terra. O estado da Bahia é o que mais possui reservas em terra (34%) e o Rio de Janeiro o que possui as maiores reservas no mar (87%). Em relação à produção, foram produzidos neste mesmo ano 749.954 mil barris, sendo 91% proveniente de poços localizados no mar e 9% em terra (ANP, 2011).

8.6.2. Tecnologia

Semelhante ao caso do gás natural, a cadeia produtiva do petróleo inicia-se com a exploração e explotação do petróleo. No Brasil, a produção de petróleo ocorre em plataformas localizadas tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). O óleo cru extraído é transportado para as unidades em que ele será separado em suas diversas frações. No Brasil, esta etapa ocorre nas 16 refinarias existentes (ANP, 2011). Neste ponto, os derivados são transportados até as distribuidoras, para que chegue ao consumidor final. O transporte é feito por caminhões-tanque (ANEEL, 2008; BRASIL, 2007b). Este ciclo produtivo está representado na **Figura 13**.

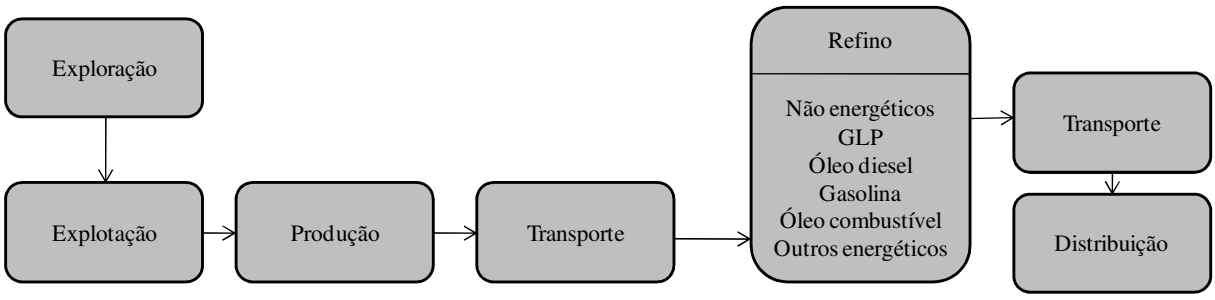

Figura 13 - Cadeia produtiva do petróleo e seus derivados no Brasil

Na geração de eletricidade, são utilizados os derivados de petróleo e os mais comuns são o óleo diesel e o óleo combustível.

As termelétricas movidas a óleo diesel utilizam o ciclo Diesel para gerar eletricidade. Neste ciclo, um pistão comprime o ar contido em um cilindro a uma pressão alta o suficiente para que a temperatura do ar aumente acima do ponto de ignição do combustível que, então, é introduzido na câmara e entra em ignição espontânea. O vapor produzido irá girar as turbinas,

e assim, gerar eletricidade (BREEZE, 2005).

No caso das termelétricas movidas a óleo combustível, a geração de eletricidade utiliza o ciclo Rankine (BRASIL, 2007b), cujo funcionamento já foi descrito anteriormente.

8.6.3. Usinas do Brasil

No SIN existem 23 usinas termelétricas a óleo diesel somando uma potência instalada de 1.226MW e 16 usinas termelétricas a óleo combustível correspondendo a 2.452MW, conforme apresentado na **Tabela 11**.

8.7. Outras usinas

No SIN, existem também usinas termelétricas a óleo viscoso, a bagaço de cana-de-açúcar, a gás de processo e a efluente gasoso que serão apresentas aqui apenas para informação, mas não serão consideradas na meta-análise. Essas usinas não foram consideradas por representarem juntas apenas 0,9% da capacidade instalada do SIN.

8.7.1. Usinas termelétricas a óleo viscoso

A única usina termelétrica movida a óleo ultraviscoso existente no SIN é a UTE Igarapé, que está localizada no município de Juatuba/MG e tem uma potência instalada de 131 MW (ONS, 2011b; ANEEL, 2011). Essa usina entrou em operação em 1978 (CEMIG, 2011) e também utiliza o ciclo Rankine para produzir eletricidade, conforme já descrito anteriormente.

8.7.2. Usina termelétrica a efluente gasoso

No SIN existe apenas uma usina termelétrica movida a efluente gasoso localizada no município de Serra/ES. Essa usina está integrada à coqueria Sol e usa um subproduto do processo de coqueificação para gerar eletricidade (CST, 2011).

O calor residual dos gases queimados proveniente do processo de coqueificação, que está a uma temperatura de 950 a 1.050°C, é recuperado em caldeiras de recuperação e utilizado para gerar energia elétrica através de um ciclo Rankine (CST, 2011), conforme já explicado. A usina termelétrica Sol possui 197MW de potência instalada e está em operação desde 2007 (ONS, 2011a,b; ANEEL, 2011).

Tabela 11: Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e a óleo combustível existentes no SIN no ano de 2010

	Usina	Localização	Proprietário	Potência instalada (MW)	Entrada em operação
Óleo diesel	Santana	Santana - AP	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	178	-
	Altos	Altos - PI	Enguia GEN PI Ltda	13	-
	Campo Maior	Campo Maior - PI		13	-
	Marambaia	Teresina - PI		13	-
	Nazária	Teresina - PI		13	-
	Aracati	Aracati - CE	Enguia GEN CE Ltda	11	-
	Baturité	Baturité - CE		11	-
	Caucaia	Caucaia - CE		15	-
	Crato	Crato - CE		13	-
	Enguia Pecém	São Gonçalo do Amarante - CE		15	-
	Iguatu	Iguatu - CE		15	-
	Juazeiro do Norte	Juazeiro do Norte - CE		15	-
	Bahia I-Camaçari	Camaçari - BA	Petróleo Brasileiro S/A	32	-
	Brasília	Brasília - DF	CEB Geração S/A	10	-
	Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	Usina Xavantes S/A	54	Jan 2008
	Daia	Anápolis - GO	Usina Termelétrica de Anápolis Ltda	44	Jan 2008
	Goiânia II	Ap. de Goiânia - GO	Brentech Energia S/A	145	Dez 2008
	Jaguarari	Jaguarari - BA	Enguia GEN BA Ltda	102	Jan 2008
	Petrolina	Petrolina - PE	Companhia Energética de Petrolina	136	Jan 2008
	Pau Ferro I	Igarassu - PE	Centrais Elétricas de Pernambuco S/A	103	Jun 2009
	Termomanaus	Igarassu - PE		156	Jun 2009
	Potiguar III	Macaíba - RN	Companhia Energética Potiguar S/A	66	Mar 2009
	Potiguar	Macaíba - RN		53	Mar 2009
Óleo combustível	Alegrete	Alegrete - RS	Tractebel Energia S/A	66	Set 1968
	Nutepa	Porto Alegre - RS	CGTEE	24	1968
	Piratininga	São Paulo - SP	Baixada Santista Energia S/A	472	-
	Carioba	Americana - SP	-	36	-
	Viana	Viana - ES	Termelétrica Viana S/A	175	Jan 2010
	Global I	Candeias - BA	Candeias Energia S/A	149	Abr 2010
	Global II	Candeias - BA		149	Abr 2010
	Camaçari Pólo de Apoio I	Camaçari - BA	Arembepe Energia S/A	150	Fev-Mar 2010
	Camaçari Muricy I	Camaçari - BA	Energética Camaçari Muricy I S/A	152	Set 2009
	Tocantinópolis	Miranda do Norte - MA	Geradora de Energia do Norte S.A.	166	Jan 2010
	Nova Olinda			166	Fev 2010
	Termonordeste	João Pessoa - PB	Centrais Elétricas da Paraíba S/A	171	Dez 2010
	Termoparaíba	João Pessoa - PB		171	Dez 2010
	Campina Grande	Campina Grande - PB	Borborema Energética S/A	169	Dez 2010
	Maracanaú I	Maracanaú - CE	Maracanaú Geradora de Energia S/A	168	Nov 2010
	Termo Norte I	Porto Velho - RO	Termo Norte Energia Ltda	68	Out 2009

Fonte: ONS (2011a, b), ANEEL (2011), BRASIL (2007b), TRACTEBEL (2011), CGTEE (2011).

8.7.3. Usina termelétrica a bagaço de cana-de-açúcar

O bagaço de cana-de-açúcar é um co-produto do processo industrial das usinas sucroalcooleiras, sendo utilizado para suprir as necessidades energéticas da usina e eventualmente o excedente da energia elétrica é exportado para a rede de distribuição do país.

Os sistemas de produção de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar operam em regime de co-geração, aplicando o ciclo Rankine. Assim, o bagaço é queimado diretamente na caldeira e gera vapor que será utilizado tanto para o processo industrial quanto para a geração de energia elétrica. O vapor produzido possui pressão de 22 a 65 bar e temperatura de 300 a 480°C. Estes parâmetros de vapor são valores típicos para as usinas sucroalcooleiras brasileiras (CGEE, 2009).

No SIN existe apenas uma usina termelétrica movida a bagaço de cana-de-açúcar que está em funcionamento desde 2009: é a usina Caçu I localizada no município de Caçu/GO com uma potência instalada de 80 MW (ONS, 2011a,b; ANEEL, 2011).

8.7.4. Usina termelétrica a gás de processo

A usina termelétrica do Atlântico, única usina movida a gás de processo do SIN, está integrada ao complexo siderúrgico da ThyssenKrupp localizado na cidade do Rio de Janeiro/RJ (THYSSENKRUPP, 2011). Esta usina entrou em operação em entre abril e novembro de 2010 com uma potência instalada de 490MW (ONS, 2011a, b; ANEEL, 2011).

9. RESULTADOS

Os resultados de cada etapa da revisão sistemática da literatura e da meta-análise serão apresentados separadamente para cada tecnologia, pois faz parte dos objetivos calcular o fator de emissão para cada uma. No final será calculado o fator de emissão de GEE para a matriz de energia elétrica do SIN completa.

Os dados completos extraídos dos estudos estão reunidos nas **Tabelas 21** a **28** (Apêndice C). Os resultados de cada etapa do processo de harmonização para cada tecnologia estão reunidos nas **Tabelas 29** a **33** (Apêndice D). Aqui serão apresentadas as informações relevantes e os procedimentos adotados em cada etapa da harmonização, o cálculo do fator de emissão de cada tecnologia e as medidas estatísticas para cada etapa da harmonização.

9.1. Usinas eólicas

O processo de seleção dos estudos para a energia eólica está representado na **Figura 14**. Os 27 estudos selecionados para fazerem parte da meta-análise forneceram 98 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da energia eólica. As informações retiradas dos estudos selecionados estão reunidas na **Tabela 21** (Apêndice C).

As estimativas publicadas pelos estudos exibiram uma mediana de 14,20gCO_2eq/kWh e um intervalo de dados de 105,64gCO_2eq/kWh. Pela leitura dos textos, pode-se inferir que essa variabilidade está relacionada às fases do ciclo de vida incluídas na análise, ao fator de capacidade e ao tempo de vida útil da usina. E serão esses os fatores, juntamente com o GWP, a serem utilizados no processo de harmonização das estimativas de emissões dos estudos selecionados.

Outros fatores como o material utilizado e o local da produção dos principais componentes da usina, por exemplo, na fundação, na torre e nas pás, e a matriz energética local também podem influenciar as emissões. No entanto, não foi possível avaliar essa interferência já que essa informação não é dada sistematicamente pelos estudos. Além disso, ao contrário do que foi feito por Farrell et al. (2006), em que as etapas do ciclo de vida foram avaliadas mais profundamente, Dolan e Heath (2012) afirmam que para avaliar uma grande quantidade de estudos esse nível de detalhe não é necessário e aplicam somente um processo de harmonização mais simplificado (*less-intensive harmonization process*).

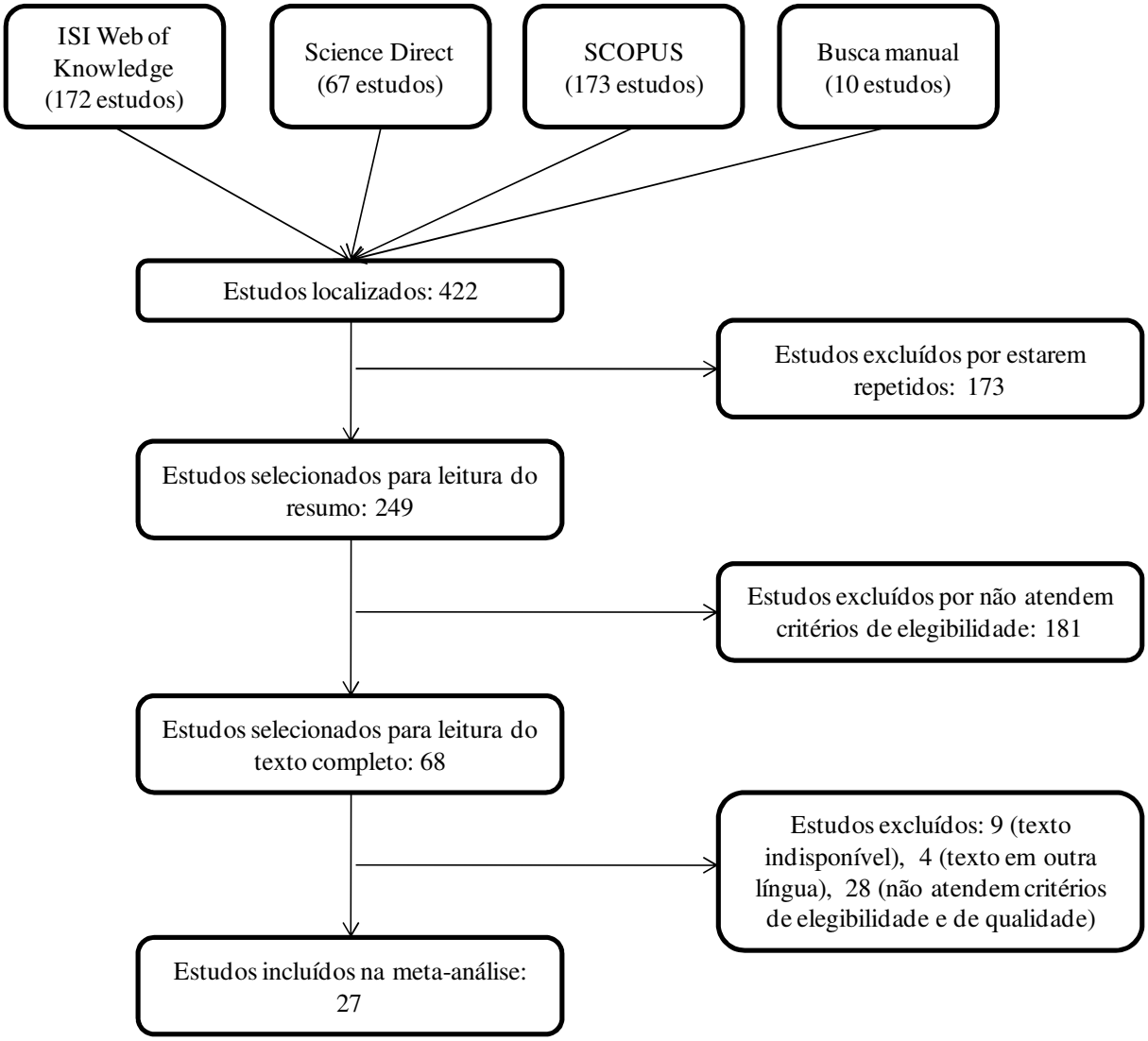

Figura 14 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a energia eólica

Portanto, os resultados de cada etapa da harmonização feita separadamente bem como o resultado da harmonização completa estão apresentados na **Tabela 29** (Apêndice D) e as medidas estatísticas na **Tabela 12**. A seguir, as considerações feitas em cada etapa da harmonização são apresentadas.

Harmonização pelo potencial de aquecimento global

Somente 9 estimativas foram harmonizadas nessa etapa, pois a grande maioria dos estudos não apresenta as emissões separadas por GEE. Os ajustes feitos nas estimativas foram de menos de 0,5gCO_2eq/kWh e não levaram a nenhuma alteração na mediana ou no intervalo dos dados.

Harmonização pela fronteira do sistema

O ciclo de vida da energia eólica foi dividido em três grandes fases (LENZEN; MUNKSGAARD, 2002; DOLAN; HEATH, 2012):

- *upstream* - que inclui a extração da matéria-prima, a manufatura dos materiais e dos componentes, a construção da usina e o transporte;
- operação - que inclui a operação e a manutenção da usina;
- *downstream* - que inclui o descomissionamento e a disposição dos resíduos.

De uma forma geral, todos os estudos incluíram a fase *upstream.* Assim, a harmonização foi realizada pelo acréscimo das emissões referentes às fases de operação e *downstream* naqueles estudos que não as incluíram.

Catorze estimativas forneceram as emissões separadas pelas etapas do ciclo de vida, mas apenas 10 consideraram as três fases do ciclo de vida conforme descrito acima, e portanto foram utilizadas para a harmonização pela fronteira do sistema. Considerando as 10 estimativas, as medianas das fases operação e *downstream* foram calculadas, resultando em 0,76 e -1,17gCO_2eq/kWh respectivamente, e adicionadas aos estudos que não as consideravam.

Esta etapa da harmonização não alterou o intervalo dos dados, mas reduziu a mediana para 13,82gCO_2eq/kWh.

Harmonização pelo tempo de vida útil

O tempo de vida útil das usinas eólicas variou em um intervalo de 10 a 100 anos nos estudos selecionados. O fator de harmonização de referência utilizado foi 20 anos, que corresponde ao tempo de vida útil das usinas brasileiras considerado nas análises realizadas pelo Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007f). Como a maioria dos estudos (69 estimativas) adota 20 anos em suas análises, esta etapa de harmonização teve um efeito relativamente pequeno, levando a um aumento de 8% na mediana e a nenhuma alteração no intervalo dos dados.

Harmonização pelo fator de capacidade

Para essa etapa de harmonização, foi utilizado como fator de referência o fator de capacidade médio das usinas brasileiras no ano de 2010. Assim, para o cálculo desse fator considerou-se que como a usina Alegria I entrou em operação no penúltimo dia do ano de 2010, ela não gerou eletricidade naquele ano e não foi considerada nas análises. Assim, a potência instalada em 2010 era de 568MW. De acordo com ONS (2011a), no ano de 2010 as

usinas eólicas brasileiras geraram 1.445GWh. Sendo assim, o fator de capacidade médio é:

$$FC = \frac{1.445 * 1.000}{568 * 8.760} = 29\%$$

Somente quatro estimativas não apresentaram um fator de capacidade, e, portanto não foram harmonizadas. Ao contrário do tempo de vida útil, o fator de capacidade considerado na literatura varia muito mais, e esta etapa de harmonização reduziu em 2% a mediana e em 55% o intervalo dos dados.

Harmonização por todos os fatores

O resultado final é dado por um processo cumulativo de harmonização, ou seja, cada estimativa de emissão de GEE foi harmonizada pelo GWP, pela fronteira do sistema, pelo tempo de vida útil e pelo fator de capacidade sucessivamente.

Assim, as estimativas de emissões dos estudos foram harmonizadas pelo GWP e o resultado obtido foi harmonizado pela fronteira do sistema. Com isso, novas medianas das emissões das fases operação e *downstream*, foram calculadas, agora corrigidas pelo GWP. As medianas mantiveram-se as mesmas (0,76 e -1,17gCO2eq/kWh para as fases operação e *downstream*, respectivamente) pois nem todos os estudos que informaram as emissões separadas por etapas do ciclo de vida também as informaram separadas pelos GEE. Esses valores foram adicionados às estimativas que não consideraram algumas dessas duas fases. Por fim, o resultado obtido foi harmonizado pelo tempo de vida útil e fator de capacidade sucessivamente.

Esta harmonização consecutiva levou a um intervalo de emissões de GEE bem mais estreito que os dados originais. Os valores publicados variaram de 2,00 a 107,64 gCO_2eq/kWh, enquanto que os valores harmonizados variaram de 1,59 a 50,02gCO_2eq/kWh, reduzindo o intervalo dos dados em 54%. A mediana aumentou em 14%, resultando em um valor harmonizado final de 16,15gCO_2eq/kWh.

Tabela 12: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a energia eólica

Medidas estatísticas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)					
	Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado por todos os fatores
Número de estudos	27	9	16	24	24	27
Número de estimativas	98	9	72	95	94	98
Média	23,21	23,20	22,50	25,74	18,71	19,66
Desvio padrão	23,31	23,32	23,09	24,00	13,40	13,30
Valor mínimo	2,00	2,00	0,84	2,00	2,80	1,59
Valor máximo	107,64	107,64	106,48	107,64	50,82	50,02
Intervalo	105,64	105,64	105,64	105,64	48,03	48,42
1° quartil	7,83	7,83	7,59	7,93	8,09	9,07
Mediana	14,20	14,20	13,82	15,40	13,88	16,15
3° quartil	28,80	28,80	27,93	38,63	26,75	30,29
Intervalo interquartil	20,98	20,98	20,33	30,70	18,66	21,21
Mudança na média (%)	-	-0,01	-3	11	-19	-15
Mudança no desvio padrão (%)	-	0,02	-1	3	-43	-43
Mudança no intervalo (%)	-	0	0	0	-55	-54
Mudança na mediana (%)	-	0	-3	8	-2	14
Mudança no intervalo interquartil (%)	-	0	-3	46	-11	1

Observações: As mudanças nas medidas estatísticas referem-se aos valores publicados. Legenda: GEE – gases de efeito estufa, gCO_2eq/kWh – gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora, GWP – sigla em inglês para potencial de aquecimento global.

9.2. Usinas nucleares

O processo de seleção dos estudos para a energia nuclear está representado na **Figura 15**. Os 6 estudos selecionados para fazerem parte da meta-análise forneceram 9 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da energia nuclear. As informações retiradas dos estudos selecionados estão reunidas na **Tabela 22** (Apêndice C).

Comparativamente com a energia eólica, o número de estudos selecionados (e consequentemente de estimativas de emissões a eles relacionados) para a energia nuclear é bem menor. Isso ocorreu porque ao passar pela avaliação de qualidade, diversos estudos lidos não apresentavam fatores de emissão de GEE para a energia nuclear ou quando apresentavam,

os resultados estavam representados em gráficos sem a possibilidade de sabermos o valor exato da emissão. Sendo assim, esses estudos foram desconsiderados.

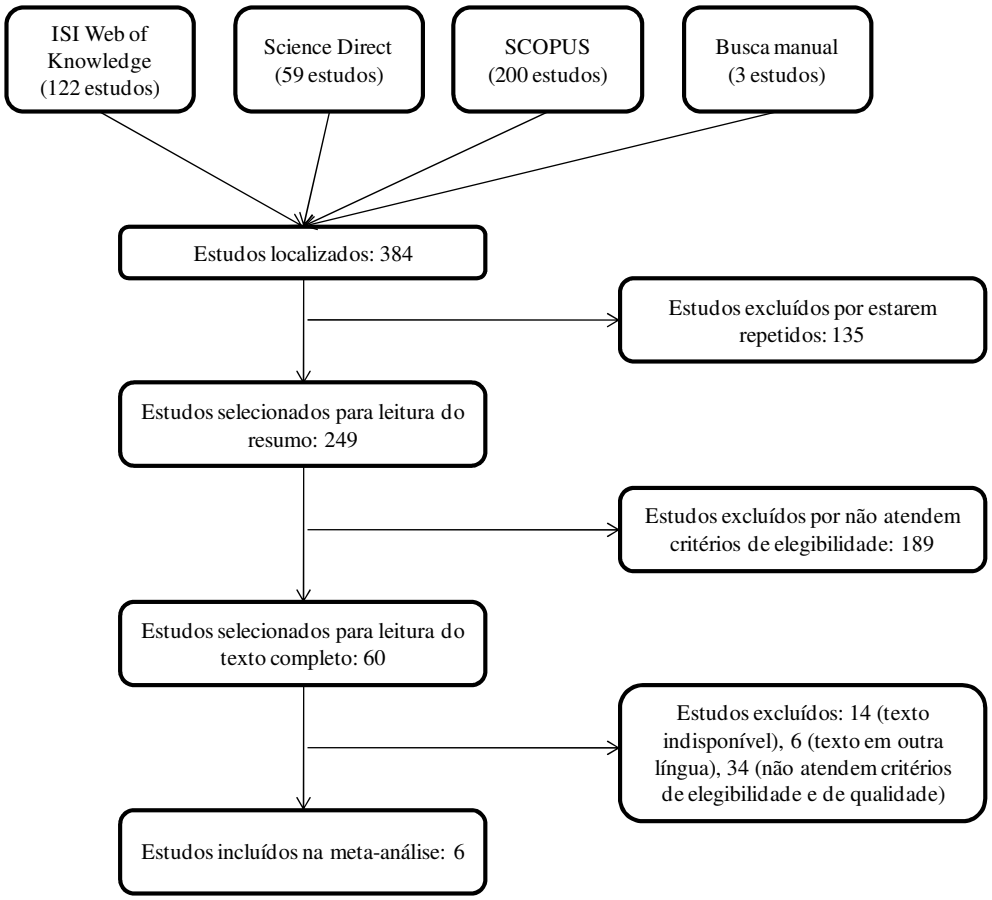

Figura 15 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a energia nuclear

As estimativas publicadas pelos estudos exibem uma mediana de 15,01gCO_2eq/kWh e um intervalo de dados de 53,20gCO_2eq/kWh. Para a energia nuclear, as estimativas foram harmonizadas pelos seguintes fatores: fronteira do sistema, tempo de vida útil e fator de capacidade. A harmonização pelo GWP não foi possível, pois nenhum estudo informou as emissões separadamente pelos gases. Os resultados de cada etapa da harmonização feita separadamente bem como o resultado da harmonização completa estão apresentados na **Tabela 30** (Apêndice D) e a estatística de cada etapa na **Tabela 13**. A seguir, as considerações feitas em cada etapa da harmonização são apresentadas.

<u>Harmonização pela fronteira do sistema</u>

Baseado em Beerten et al. (2009) e na descrição do ciclo do combustível nuclear brasileiro feita anteriormente, o ciclo de vida energia nuclear foi dividido em três grandes fases:

- *upstream* - que inclui o ciclo do combustível nuclear, composto pela mineração, beneficiamento, conversão e enriquecimento do urânio e fabricação do combustível nuclear, a construção da usina nuclear e o transporte;
- operação - que inclui a operação e a manutenção da usina;
- *downstream* - que inclui o descomissionamento e a disposição dos resíduos.

A fase *usptream* foi considerada em todos os estudos selecionados. Assim, a harmonização foi realizada pelo acréscimo das emissões referentes às fases de operação e *downstream* naqueles estudos que não as incluíram.

Duas estimativas forneceram as emissões separadas pelas etapas do ciclo de vida, e portanto foram utilizadas para a harmonização pela fronteira do sistema. Considerando essas 2 estimativas, as medianas das fases operação e *downstream* foram calculadas, resultando em 2,30 e 0,95gCO_2eq/kWh respectivamente, e adicionadas aos estudos que não as consideravam.

Esta etapa da harmonização reduziu a variabilidade dos dados, representada pelo intervalo dos dados, em 4% mantendo a mediana constante.

Harmonização pelo tempo de vida útil

Apenas 5 estimativas informaram o tempo de vida útil considerado, sendo de 30 ou 40 anos. Para esta etapa de harmonização, o fator de referência considerado foi o tempo de vida útil das usinas nucleares brasileiras, estimado em 40 anos (ELETRONUCLEAR, 2011), sendo este valor também utilizado nas análises realizadas no Plano Nacional de Energia – 2030 (BRASIL, 2007e). Como a maioria dos estudos já considera esse valor, essa etapa não provocou nenhuma mudança na mediana nem no intervalo dos dados.

Harmonização pelo fator de capacidade

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2011a), as duas usinas nucleares brasileiras geraram juntas 14.523 GWh de eletricidade em 2010. Isso nos permite calcular um fator de capacidade médio de

$$FC = \frac{14.523 * 1.000}{2.007 * 8.760} = 83\%$$

Somente 6 estimativas forneceram os fatores de capacidade considerados em suas análises e, portanto, foram harmonizadas. Nesse caso, a harmonização reduziu o intervalo dos

dados em 0,2%, resultando em uma mediana de 13,56gCO_2eq/kWh.

Harmonização por todos os fatores

O resultado final foi uma harmonização cumulativa das estimativas de emissões pela fronteira do sistema, tempo de vida útil e fator de capacidade sucessivamente. Nesse caso, as medianas das fases operação e *downstream* não foram recalculadas, pois nenhuma estimativa apresentou os resultados separados por GEE.

Esta harmonização consecutiva levou a um intervalo de emissões de GEE mais estreito que os dados originais. Os valores publicados variaram de 1,80 a 55,00gCO_2eq/kWh, enquanto que os valores harmonizados variaram de 4,30 a 55,00gCO_2eq/kWh, reduzindo o intervalo dos dados em 5%. A mediana aumentou em 10%, resultando em um valor harmonizado final de 13,56gCO_2eq/kWh.

Tabela 13: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a energia nuclear

Medidas estatísticas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)				
	Publicado	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado por todos os fatores
Número de estudos	6	4	4	4	4
Número de estimativas	9	5	5	6	6
Média	16,16	17,04	15,43	15,92	16,16
Desvio padrão	15,95	15,26	15,61	15,82	14,44
Valor mínimo	1,80	4,10	1,80	1,89	4,30
Valor máximo	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
Intervalo	53,20	50,90	53,20	53,11	50,70
1° quartil	4,00	6,02	4,00	4,19	6,02
Mediana	15,01	15,01	15,01	13,56	13,56
3° quartil	19,70	19,70	19,70	21,13	17,88
Intervalo interquartil	15,70	13,68	15,70	16,94	11,86
Mudança na média (%)	-	5	-5	-1	0
Mudança no desvio padrão (%)	-	-4	-2	-1	-9
Mudança no intervalo (%)	-	-4	0	-0,2	-5
Mudança na mediana (%)	-	0	0	-10	-10
Mudança no intervalo interquartil (%)	-	-13	0	8	-24

Observações: As mudanças nas medidas estatísticas referem-se aos valores publicados. Legenda: GEE – gases de efeito estufa, gCO_2eq/kWh – gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora.

9.3. Usinas termelétricas a carvão mineral

O processo de seleção dos estudos de termeletricidade a carvão mineral está representado na **Figura 16**. Os 17 estudos selecionados para fazerem parte da meta-análise forneceram 36 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a carvão mineral. As informações retiradas dos estudos selecionados estão reunidas na **Tabela 23** (Apêndice C).

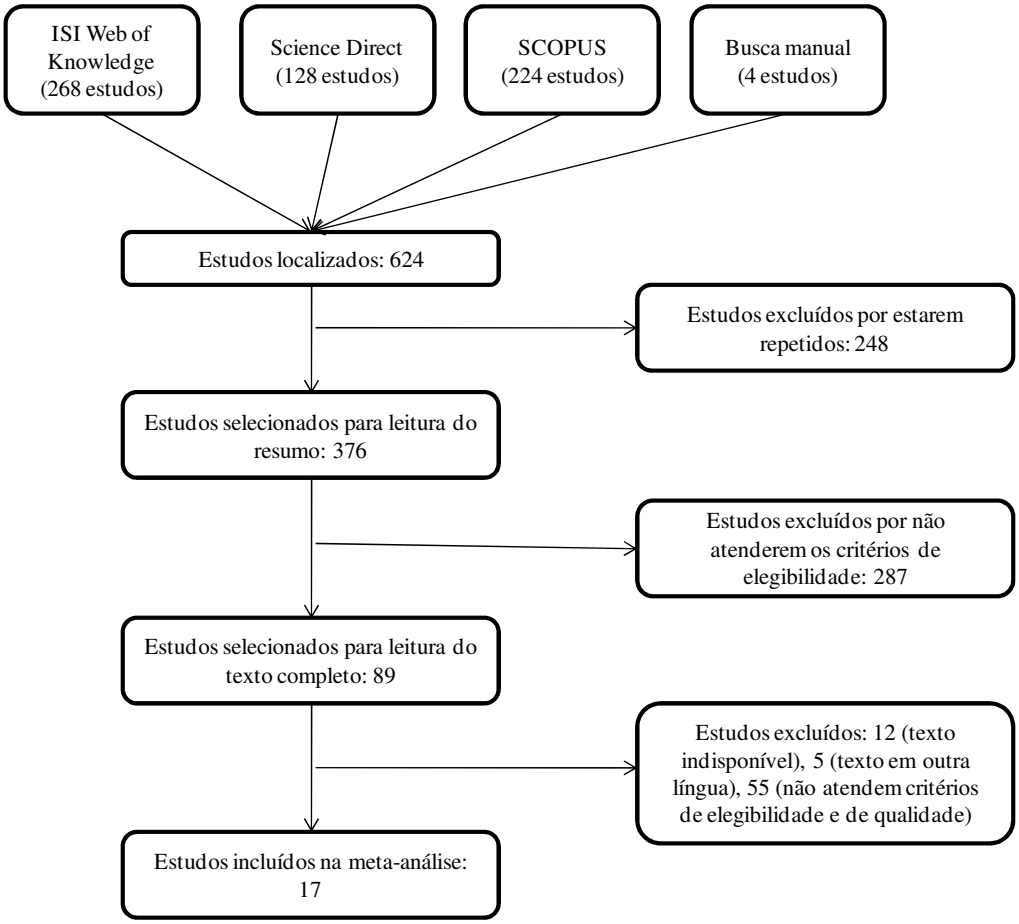

Figura 16 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a carvão mineral

As estimativas publicadas pelos estudos exibiram uma mediana de 983,50gCO_2eq/kWh e um intervalo de dados de 662,28gCO_2eq/kWh. Para a termeletricidade a carvão mineral, as estimativas foram harmonizadas pelos seguintes fatores: GWP, fronteira do sistema, tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica. Os resultados de cada etapa da harmonização feita separadamente bem como o resultado da harmonização completa estão apresentados na **Tabela 31** (Apêndice D) e a estatística de cada etapa na **Tabela 14**. A seguir, as considerações feitas em cada etapa da harmonização são apresentadas.

Harmonização pelo potencial de aquecimento global

Treze estimativas informaram as emissões de GEE separadas por gases e foram harmonizadas. Entretanto, nenhuma alteração foi observada na mediana ou no intervalo de dados. Isso ocorreu principalmente porque mais da metade dessas estimativas apresentaram as emissões separadas por gases, mas não apresentaram o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo do valor total foi considerado o GWP de $1gCO_2eq/gCO_2$, $25gCO_2eq/gCH_4$ e $298gCO_2eq/gN_2O$ que são os valores de referência para a harmonização.

Harmonização pela fronteira do sistema

Diferentemente das usinas eólicas e nucleares, o ciclo de vida da termeletricidade a carvão mineral foi dividido em quatro fases (baseado na descrição do ciclo produtivo do carvão no Brasil e nos textos selecionados para a meta-análise):

- *upstream*-usina - que inclui a extração da matéria-prima, a manufatura dos materiais e componentes, a construção da usina e o transporte;
- *upstream*-combustível - que inclui a mineração, o beneficiamento, transporte do carvão mineral;
- operação - que inclui a operação e a manutenção da usina;
- *downstream* - que inclui o descomissionamento e a disposição dos resíduos.

Optou-se por fazer essa separação na fase *upstream* porque muitos estudos claramente não consideravam as etapas relacionadas à construção da usina, mas apenas à obtenção do combustível. Todos os estudos consideraram as fases *upstream*-combustível e operação, e assim a harmonização foi realizada pelo acréscimo das emissões referentes às fases de *upstream*-usina e *downstream* naqueles estudos que não as incluíram.

Das 19 estimativas que forneceram as emissões separadas por etapas do ciclo de vida, apenas 6 consideraram as fases descritas anteriormente. Assim, com base nesses 6 estudos, as medianas das fases *upstream*-usina e *downstream* foram calculadas resultando em 0,72 e $0,72gCO_2eq/kWh$, respectivamente, e adicionadas aos estudos que não as consideravam.

Esta etapa da harmonização não provocou grandes alterações, elevando a mediana para $983,86gCO_2eq/kWh$.

Harmonização pelo tempo de vida útil

O tempo de vida útil considerado pelos estudos selecionados variou entre 20 e 50 anos. Para a harmonização, foi adotado como fator de referência o tempo de útil de 25 anos,

que é o valor utilizado nas análises do Plano Nacional de Energia – 2030 (BRASIL, 2007d). Esta etapa da harmonização provocou uma redução de 0,23% no intervalo dos dados e resultou em uma mediana de 990,31gCO_2eq/kWh.

Harmonização pelo fator de capacidade

Para essa etapa de harmonização, foi utilizado como fator de referência o fator de capacidade médio das usinas brasileiras no ano de 2010. Assim, para o cálculo desse fator considerou-se que a usina Candiota III estava em fase de testes no ano de 2010, entrando em operação somente em 2011, e, portanto não foi considerada nas análises. Considerando então que as usinas termelétricas a carvão mineral somam 1.415MW de potência instalada e que geraram 6.124GWh (ONS, 2011a), o fator de capacidade médio é:

$$FC = \frac{6.124 * 1000}{1415 * 8760} = 49\%$$

Somente três estimativas de emissão não informaram o fator de capacidade considerado e, portanto não foram harmonizadas. Nos estudos harmonizados, o fator de capacidade variou de 34 a 90%. Esta etapa levou apenas à uma pequena alteração no intervalo dos dados resultando em uma mediana de 989,62gCO_2eq/kWh.

Harmonização pela eficiência térmica

O fator de referência utilizado foi a eficiência média das usinas brasileiras considerada pelo Plano Nacional de Energia 2030 e que é de 33% (BRASIL, 2007d). Somente duas estimativas não informaram a eficiência térmica utilizada e não foram harmonizadas. Nos estudos harmonizados, a eficiência variou de 27 a 47%. Sendo assim, esta etapa reduziu o intervalo dos dados em 3%, resultando em uma mediana de 1.124,16gCO_2eq/kWh.

Harmonização por todos os fatores

O resultado final do processo foi a harmonização pelo GWP, pela fronteira do sistema, pelo tempo de vida útil, pelo fator de capacidade e pela eficiência térmica sucessivamente.

Assim, as estimativas de emissões dos estudos foram harmonizadas pelo GWP e o resultado obtido foi harmonizado pela fronteira do sistema. Com isso, novas medianas das emissões das fases *upstream*-usina e *downstream* foram calculadas, agora corrigidas pelo GWP. As medianas mantiveram-se as mesmas, pois nem todos os estudos que informaram as

emissões separadas por etapas do ciclo de vida também as informaram separadas pelos GEE. Esses valores foram adicionados às estimativas que não consideraram algumas dessas duas fases. Por fim, o resultado obtido foi harmonizado pelo tempo de vida útil, pelo fator de capacidade e pela eficiência térmica, sucessivamente.

A harmonização por todos os fatores sucessivamente reduziu o intervalo dos dados em 3%. Os valores publicados variaram de 747,72 a 1.410,00 gCO_2eq/kWh, enquanto que os valores harmonizados variaram de 819,59 a 1.464,61gCO_2eq/kWh. A mediana aumentou em 16%, resultando em um valor harmonizado final de 1.144,36gCO_2eq/kWh.

Tabela 14: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a carvão mineral

Medidas estatísticas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
	Publicado	Harm. pelo GWP	Harm. pela fronteira do sistema	Harm. pelo tempo de vida útil	Harm. pelo fator de capacidade	Harm. pela eficiência	Harm. por todos os fatores
Número de estudos	19	7	16	12	17	2	19
Número de estimativas	36	13	30	28	33	2	36
Média	1004,84	1005,41	1005,45	1008,62	1009,05	1131,67	1142,56
Desvio padrão	134,45	134,02	134,47	134,17	134,01	137,90	139,32
Valor mínimo	747,72	747,72	747,72	749,22	750,62	818,18	819,59
Valor máximo	1410,00	1410,00	1411,44	1410,00	1412,88	1458,58	1464,61
Intervalo	662,28	662,28	663,72	660,78	662,26	640,40	645,02
1° quartil	922,89	922,89	923,79	928,19	927,04	1041,12	1043,80
Mediana	983,50	983,50	983,86	990,31	989,62	1124,16	1144,36
3° quartil	1069,26	1069,30	1070,33	1072,44	1074,91	1225,57	1240,78
Intervalo interquartil	146,37	146,41	146,54	144,25	147,87	184,45	196,98
Mudança na média (%)	-	0,06	0,06	0,4	0,4	13	14
Mudança no desvio padrão (%)	-	-0,3	0,01	-0,2	-0,3	3	4
Mudança no intervalo (%)	-	0	0,2	-0,2	-0,003	-3	-3
Mudança na mediana (%)	-	0	0,04	1	1	14	16
Mudança no intervalo interquartil (%)	-	0,03	0,1	-1	1	26	35

Observações: As mudanças nas medidas estatísticas referem-se aos valores publicados. Legenda: GEE - gases de efeito estufa, gCO_2eq/kWh - gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora, Harm. - harmonizado, GWP - sigla em inglês para potencial de aquecimento global.

9.4. Usinas termelétricas a gás natural

O processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a gás natural está representado na **Figura 17**. Os 15 estudos selecionados para fazerem parte da meta-análise

forneceram 33 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a gás natural. As informações retiradas dos estudos selecionados estão reunidas na **Tabela 24**.

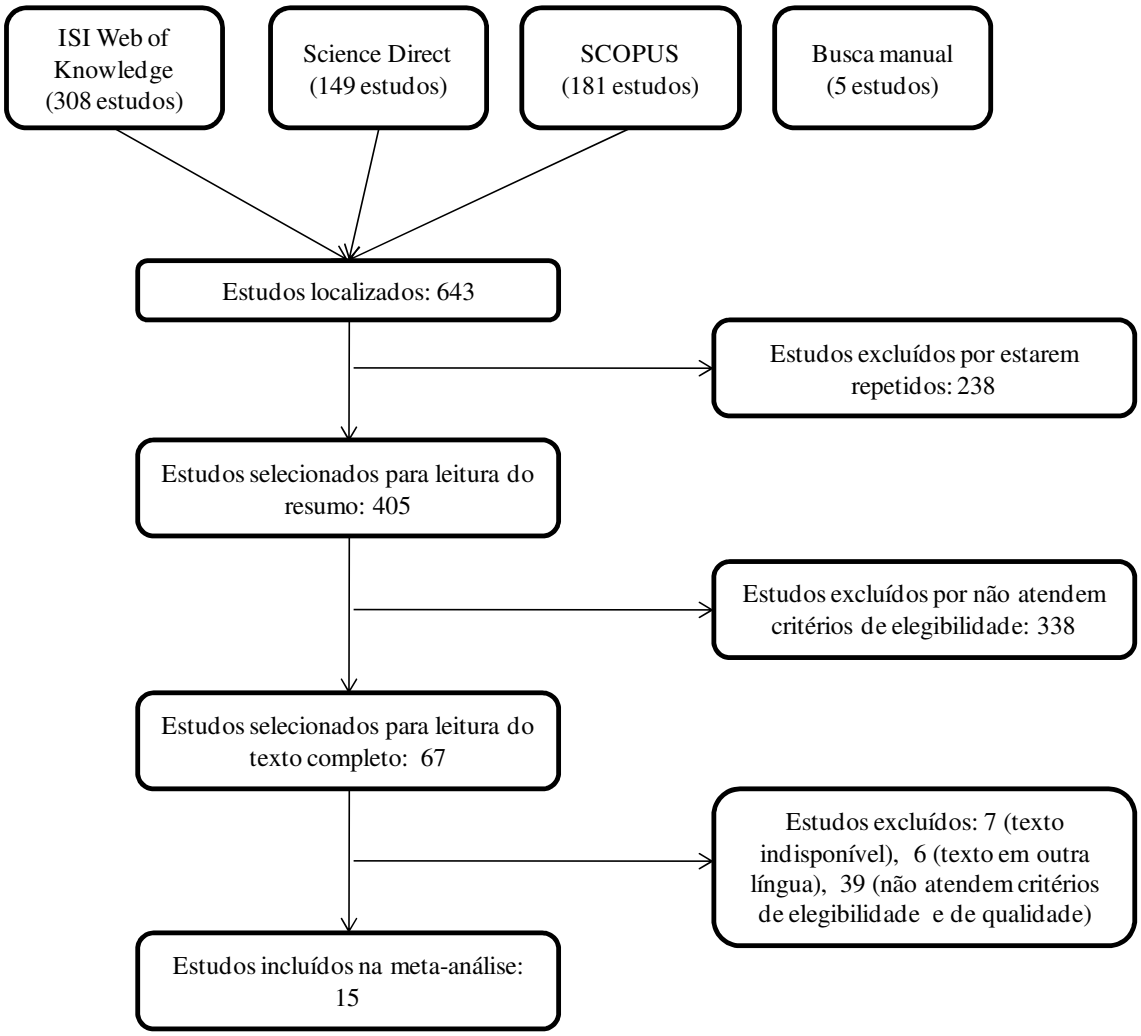

Figura 17 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a gás natural

As estimativas publicadas pelos estudos exibem uma mediana de 470,00gCO_2eq/kWh e um intervalo de dados de 548,00gCO_2eq/kWh. Para a termeletricidade a gás natural, as estimativas foram harmonizadas pelos seguintes fatores: GWP, fronteira do sistema, tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica. Os resultados de cada etapa da harmonização feita separadamente bem como o resultado da harmonização completa estão apresentados na **Tabela 32** (Apêndice D) e a estatística de cada etapa na **Tabela 15**. A seguir, as considerações feitas em cada etapa da harmonização são apresentadas.

<u>Harmonização pelo potencial de aquecimento global</u>

Treze estimativas foram harmonizadas nessa etapa, mas nenhuma mudança foi

observada na mediana. Novamente, mais da metade das estimativas que apresentaram as emissões separadas por gases, não apresentaram o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo do valor total foi considerado o GWP de $1gCO_2eq/gCO_2$, $25gCO_2eq/gCH_4$ e $298gCO_2eq/gN_2O$ que são os valores de referência para a harmonização.

Harmonização pela fronteira do sistema

Semelhante ao caso da termeletricidade a carvão mineral, o ciclo de vida da termeletricidade a gás natural foi dividido em quatro fases (baseado na descrição do ciclo produtivo do gás natural no Brasil e nos textos selecionados para a meta-análise):

- *upstream*-usina - que inclui a extração da matéria-prima, a manufatura dos materiais e componentes, a construção da usina e o transporte;
- *upstream*-combustível - que inclui a extração, processamento e transporte do gás natural;
- operação - que inclui a operação e a manutenção da usina; e
- *downstream* - que inclui o descomissionamento e a disposição dos resíduos.

Todos os estudos consideraram as fases *upstream*-combustível e operação, e assim a harmonização foi realizada pelo acréscimo das emissões referentes às fases de *upstream*-usina e *downstream* naqueles estudos que não as incluíram.

Das 15 estimativas que forneceram as emissões separadas por etapas do ciclo de vida, apenas 2 consideraram as etapas descritas anteriormente. Assim, com base nesses dois estudos, as medianas das fases *upstream*-usina e *downstream* foram calculadas resultando em 1,23 e $0,12gCO_2eq/kWh$, respectivamente, e adicionadas aos estudos que não as consideravam.

Esta etapa da harmonização não provocou grandes alterações, mantendo a mediana no valor original.

Harmonização pelo tempo de vida útil

Dos estudos selecionados, apenas 23 estimativas informaram o tempo de vida útil considerado em suas análises, sendo estes pertencentes a um intervalo de 20 a 35 anos. Baseando-se em BRASIL (2007c), foi adotado o tempo de útil de 25 anos como valor de referência para a harmonização. Esta etapa da harmonização não alterou a mediana e nem o intervalo dos dados, pois a maioria das estimativas harmonizadas já considerava esse valor de tempo de vida útil.

Harmonização pelo fator de capacidade

Para essa etapa de harmonização, foi utilizado como fator de referência o fator de capacidade médio das usinas brasileiras no ano de 2010. De acordo com ONS (2011a), todas as usinas listadas na **Tabela 10** já estavam em operação comercial (ou seja, em operação normal) em 2010, com exceção da UTE Linhares que iniciou sua operação em Nov/2010. Ainda, de acordo com o ONS (2011a), foram gerados 25.284GWh de eletricidade em 2010. Portanto, em 2010 as usinas termelétricas a gás natural apresentaram um fator de capacidade médio de

$$FC = \frac{25.284 * 1.000}{10.153 * 8.760} = 28\%$$

Somente sete estimativas de emissão não informaram o fator de capacidade considerado e, portanto não foram harmonizadas. Nos estudos harmonizados, o fator de capacidade variou de 55 a 91%. Esta etapa levou apenas à uma redução de 1% no intervalo dos dados resultando em uma mediana de 479,23gCO_2eq/kWh.

Harmonização pela eficiência térmica

O fator de referência utilizado foi a eficiência térmica média das usinas brasileiras considerada pelo Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007c). De acordo com esse mesmo relatório, a eficiência de usinas termelétricas a gás natural funcionando em ciclo simples e em ciclo combinado são diferentes. Assim, considerou-se como valores de referência para a harmonização uma eficiência de 35% para o ciclo simples e de 46% para o ciclo combinado.

Somente uma estimativa não informou a eficiência considerada, e assim, esta etapa da harmonização resultou em uma redução de 17% do intervalo dos dados e em uma mediana de 510,46gCO_2eq/kWh.

Harmonização por todos os fatores

Para terminar, as estimativas foram harmonizadas pelo GWP, pela fronteira do sistema, pelo tempo de vida útil, pelo fator de capacidade e pela eficiência sucessivamente.

A exemplo do que foi feito para a termeletricidade a carvão mineral, as estimativas de emissões dos estudos foram harmonizadas pelo GWP e o resultado obtido foi harmonizado pela fronteira do sistema. Com isso, novas medianas das emissões das fases *upstream*-usina e

downstream foram calculadas, agora corrigidas pelo GWP. As medianas mantiveram-se as mesmas, pois os dois estudos que informaram as emissões separadas por etapas do ciclo de vida não as informaram separadas pelos GEE. Esses valores foram adicionados às estimativas que não consideraram algumas dessas duas fases. Por fim, o resultado obtido foi harmonizado pelo tempo de vida útil, pelo fator de capacidade e pela eficiência térmica, sucessivamente.

Os valores publicados variaram de 386,00 a 934,00gCO2eq/kWh, enquanto que os valores harmonizados variaram de 409,74 a 864,02gCO2eq/kWh, reduzindo o intervalo dos dados em 17%. A mediana aumentou em 10%, resultando em um valor harmonizado final de 518,11gCO2eq/kWh.

Tabela 15: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a gás natural

Medidas estatísticas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
	Publicado	Harm. pelo GWP	Harm. pela fronteira do sistema	Harm. pelo tempo de vida útil	Harm. pelo fator de capacidade	Harm. pela eficiência	Harm. por todos os fatores
Número de estudos	15	8	10	9	10	14	15
Número de estimativas	33	13	17	23	26	32	33
Média	492,29	492,83	492,79	492,47	498,66	525,72	534,15
Desvio padrão	115,78	115,78	115,80	115,68	113,93	96,96	95,81
Valor mínimo	386,00	385,98	387,35	386,00	389,72	408,66	409,74
Valor máximo	934,00	934,00	934,12	934,00	934,00	862,66	864,02
Intervalo	548,00	548,02	546,77	548,00	544,28	454,00	454,28
1° quartil	445,00	446,01	445,12	445,89	445,00	475,86	481,93
Mediana	470,00	470,00	470,00	470,00	479,23	510,46	518,11
3° quartil	483,00	483,00	483,00	483,00	492,49	524,58	534,88
Intervalo interquartil	38,00	36,99	37,88	37,11	47,49	48,72	52,95
Mudança na média (%)	-	0,1	0,1	0,04	1	7	9
Mudança no desvio padrão (%)	-	0,005	0,02	-0,1	-2	-16	-17
Mudança no intervalo (%)	-	0,004	-0,2	0	-1	-17	-17
Mudança na mediana (%)	-	0	0	0	2	9	10
Mudança no intervalo interquartil (%)	-	-3	-0,3	-2	25	28	39

Observações: As mudanças nas medidas estatísticas referem-se aos valores publicados. Legenda: GEE - gases de efeito estufa, gCO_2eq/kWh - gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora, Harm. - harmonizado, GWP - sigla em inglês para potencial de aquecimento global.

9.5. Usinas termelétricas a óleo combustível

O processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a óleo combustível está representado na **Figura 18**. Os 8 estudos selecionados para fazerem parte da meta-análise

forneceram 21 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a óleo combustível. As informações retiradas dos estudos selecionados estão reunidas na **Tabela 25** (Apêndice C).

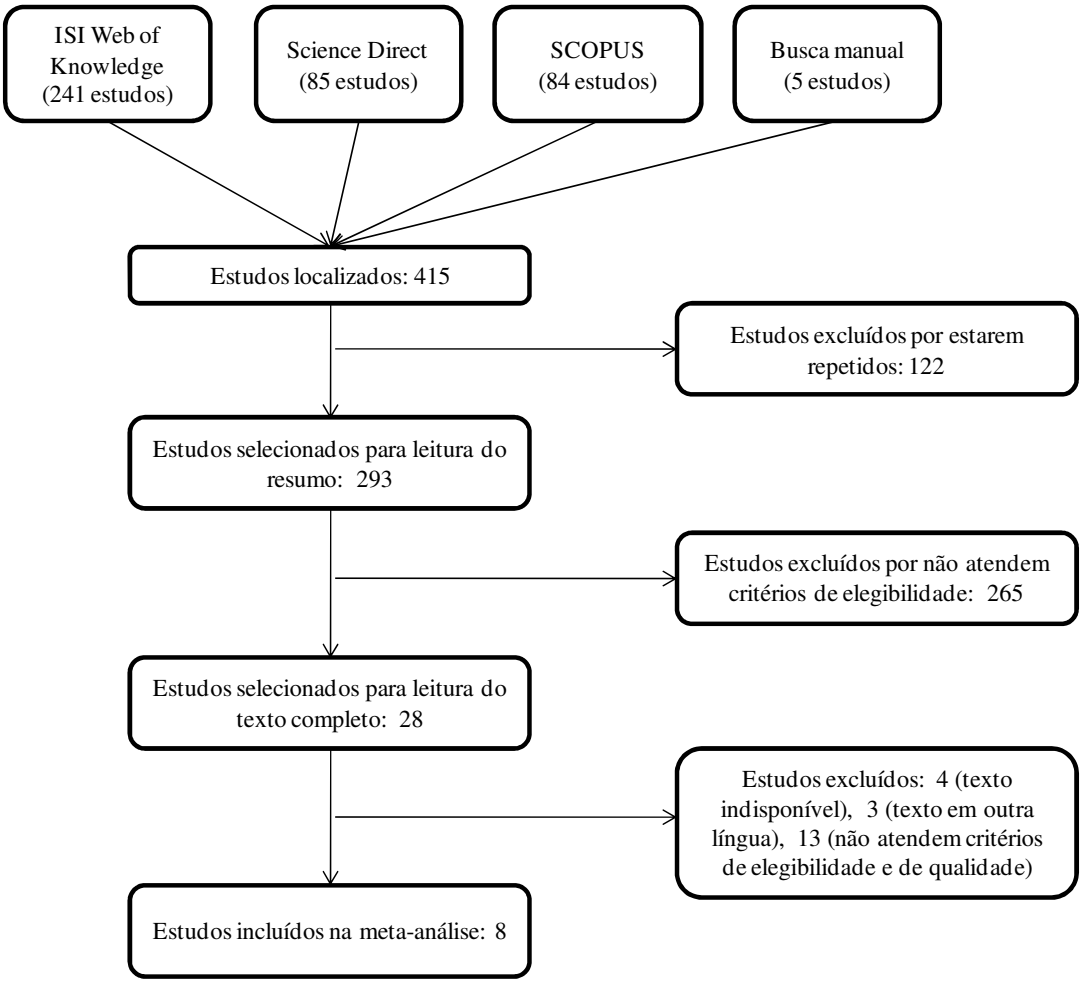

Figura 18 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a termeletricidade a óleo combustível

As estimativas publicadas pelos estudos exibem uma mediana de 905,00gCO_2eq/kWh e um intervalo de dados de 514,07gCO_2eq/kWh. Para a termeletricidade a óleo combustível, as estimativas foram harmonizadas pelos seguintes fatores: GWP, tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica. A harmonização pela fronteira do sistema não foi possível, pois os estudos que apresentaram as emissões separadas para cada etapa do ciclo de vida não consideraram o ciclo completo, excluindo as emissões das fases *upstream*-usina e *downstream*. Os resultados de cada etapa da harmonização feita separadamente bem como o resultado da harmonização completa estão apresentados na **Tabela 33** (Apêndice D) e a estatística de cada etapa na **Tabela 16**. A seguir, as considerações feitas em cada etapa da harmonização são apresentadas.

Harmonização pelo potencial de aquecimento global

Somente 6 estimativas foram harmonizadas nessa etapa, mas nenhuma alteração foi observada na mediana ou no intervalo dos dados.

Harmonização pelo tempo de vida útil

Apenas três estimativas não informaram o tempo de vida útil considerado em suas análises e, portanto, não foram harmonizadas. Para esta etapa, considerou-se como valor de referência uma vida útil de 20 anos, que é o valor considerado por BRASIL (2007b). Assim, uma pequena redução foi observada no intervalo dos dados e a mediana passou a ser 907,26gCO_2eq/kWh.

Harmonização pelo fator de capacidade

As usinas termelétricas a óleo combustível pertencentes ao SIN entraram em operação durante o ano de 2010 na sua maioria. Assim, o cálculo do fator de capacidade como foi feito para as outras tecnologias de geração de eletricidade não foi possível. Portanto, adotou-se um fator médio utilizado pelo Plano Nacional de Energia 2030 (BRASIL, 2007b) de 30%.

Apenas duas estimativas não informaram o fator de capacidade considerado, e assim, como resultado dessa etapa de harmonização observou-se uma redução de 2% no intervalo dos dados e a mediana passou a ser de 917,07gCO_2eq/kWh.

Harmonização pela eficiência térmica

Todos os estudos foram harmonizados pela eficiência. Como valor de referência para esta etapa utilizou-se uma eficiência de 40%, característica das usinas brasileiras (BRASIL, 2007b). E com isso, o intervalo dos dados reduziu em 59% e a mediana passou a ser de 770,28gCO_2eq/kWh.

Harmonização por todos os fatores

Por fim, cada estudo foi harmonizado pelo GWP, pelo tempo de vida útil, pelo fator de capacidade e pela eficiência sucessivamente.

Os valores publicados variaram de 619,93 a 1.134,00 gCO_2eq/kWh, enquanto que os valores harmonizados variaram de 681,31 a 881,00 gCO_2eq/kWh, reduzindo o intervalo dos dados em 61%. A mediana reduziu em 14%, resultando em um valor harmonizado final de 781,14gCO_2eq/kWh.

Tabela 16: Medidas estatísticas para cada etapa do processo de harmonização para a termeletricidade a óleo combustível

Medidas estatísticas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)					
	Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Número de estudos	8	5	5	6	8	8
Número de estimativas	21	6	18	19	21	21
Média	856,65	856,91	859,63	864,62	742,81	752,77
Desvio padrão	121,03	121,19	120,18	119,74	64,13	62,15
Valor mínimo	619,93	619,93	624,58	629,06	671,97	681,31
Valor máximo	1134,00	1134,00	1134,00	1134,00	881,00	881,00
Intervalo	514,07	514,07	509,42	504,94	209,04	199,69
1° quartil	763,00	763,00	766,82	773,17	672,64	684,79
Mediana	905,00	905,00	907,26	917,07	770,28	781,14
3° quartil	932,50	936,15	936,36	944,93	770,86	784,46
Intervalo interquartil	169,50	173,15	169,54	171,76	98,22	99,67
Mudança na média (%)	-	0,03	0,3	1	-13	-12
Mudança no desvio padrão (%)	-	0,1	-1	-1	-47	-49
Mudança no intervalo (%)	-	0	-1	-2	-59	-61
Mudança na mediana (%)	-	0	0,2	1	-15	-14
Mudança no intervalo interquartil (%)	-	2	0,03	1	-42	-41

Observações: As mudanças nas medidas estatísticas referem-se aos valores publicados. Legenda: GEE - gases de efeito estufa, gCO_2eq/kWh - gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora, GWP - sigla em inglês para potencial de aquecimento global.

9.6. Usinas termelétricas a óleo diesel

As buscas realizadas para termelétricas a óleo diesel retornaram apenas um estudo, cujas características estão resumidas na **Tabela 26** (Apêndice C). Este estudo forneceu uma estimativa de emissões do GEE do ciclo de vida de 866,00gCO_2eq/kWh.

O estudo informa as emissões separadamente por GEE e o fator de capacidade e a eficiência térmica considerados, possibilitando a harmonização por esses fatores.

Considerando como fatores de referência o fator de capacidade de 30% e a eficiência térmica de 40% característicos das usinas brasileiras (BRASIL, 2007b), temos uma estimativa

de emissões de GEE harmonizada final de 828,96gCO_2eq/kWh.

9.7. Usinas hidrelétricas

O processo de seleção dos estudos de energia hidrelétrica está representado na **Figura 19**. As buscas realizadas nas bases de dados, juntamente com os critérios de elegibilidade e de avaliação de qualidade, retornaram apenas dois estudos de ACV de hidrelétrica. Também foi empenhado um esforço em procurar estudos manualmente, principalmente nas referências bibliográficas dos estudos selecionados. E mesmo assim, não foi possível a identificação de nenhum outro estudo de ACV que atendesse aos critérios definidos para inclusão dos textos.

A exclusão dos textos ocorreu principalmente por avaliarem usinas hidrelétricas em regiões de clima temperado e boreal, que eram a maioria dos estudos. De acordo com Dones, Heck e Hirschberg (2004), os reservatórios contribuem significativamente para as emissões de GEE do ciclo de vida da hidrelétrica. Além disso, apresentam os principais parâmetros que afetam as emissões de um reservatório de hidrelétrica como: clima, quantidade e tipo de biomassa inundada, profundidade do reservatório e a relação entre a produção de energia e a área do reservatório. As emissões de reservatórios localizados na região tropical são de 5 a 20 vezes maiores que daqueles localizados nas regiões temperadas e boreais, não sendo possível utilizar estudos de uma região para avaliar outra.

Ainda, entre os textos inicialmente excluídos estavam aqueles que apresentavam medidas de emissões de CO_2 e CH_4 de usinas hidrelétricas brasileiras. Então, optou-se por avaliar também esses estudos, que fizeram medidas de emissões em 12 usinas.

As características dos estudos de ACV e dos estudos de emissão de reservatório selecionados estão resumidas na **Tabela 27** e na **Tabela 28** (Apêndice C).

Os estudos de ACV forneceram estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida de 12,00 e 4,33gCO_2eq/kWh, com uma mediana de 8,17gCO_2eq/kWh. Considerando como fatores de referência o tempo de vida útil de 30 anos e o fator de capacidade de 57% característicos das usinas brasileiras (BRASIL, 2007a), temos as novas estimativas de emissões de GEE de 2,48 e 24,16gCO_2eq/kWh respectivamente.

Os estudos de emissões de reservatórios de hidrelétricas forneceram resultados no intervalo de -2,33E+05 a 9,99E+06 tCO_2eq/ano. Essa grande variabilidade está relacionada à diversidade de características dos reservatórios e à forma como as medidas são realizadas, e esses fatores serão discutidos adiante.

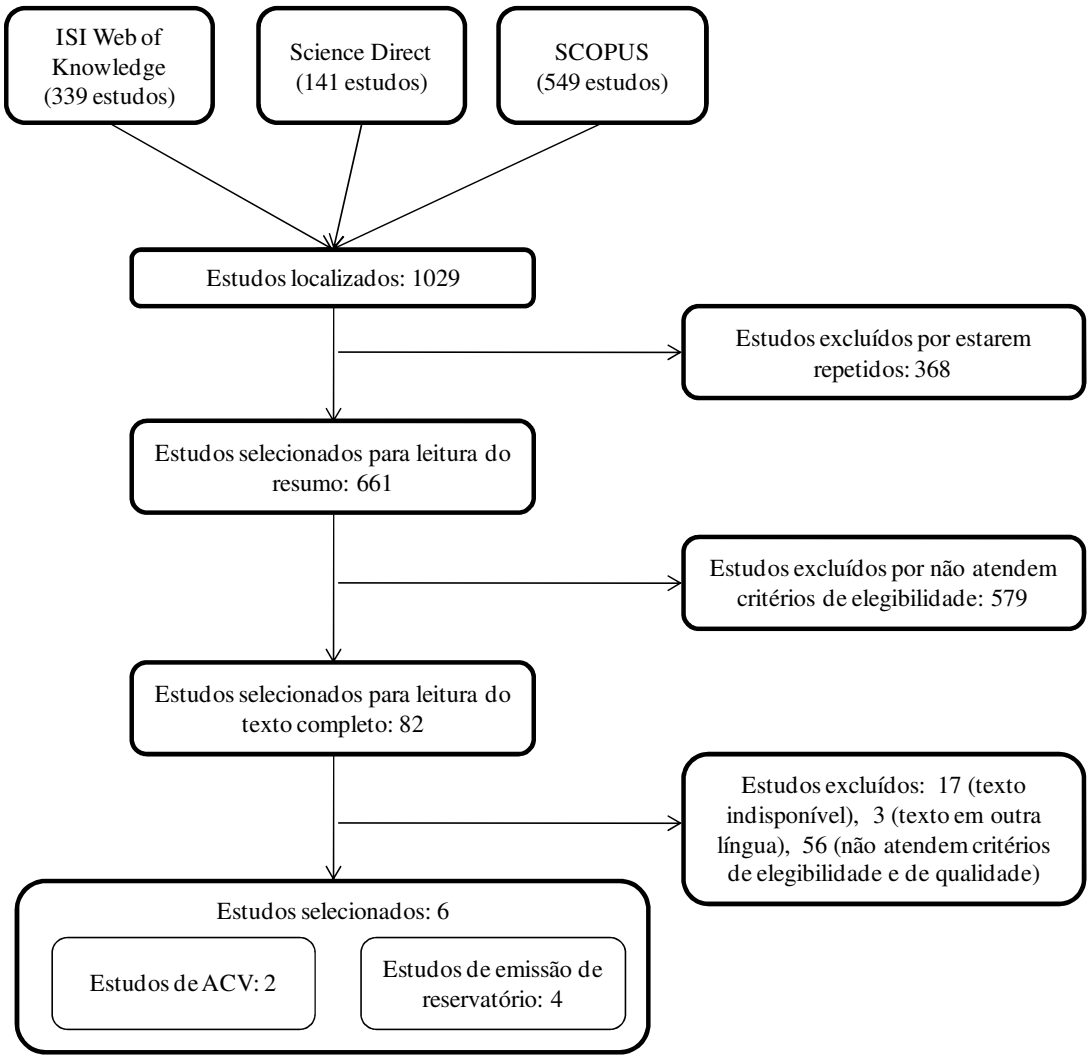

Figura 19 - Etapas do processo de seleção dos estudos para a hidroeletricidade

Primeiramente, é importante distinguir os dois mecanismos de emissão de gases em reservatórios: difusão na interface água-ar e ebulição. A difusão ocorre quando a pressão parcial do gás na água é maior que no ar e acontece tanto para o CO_2 quanto para o CH_4. Já a ebulição ocorre pela liberação de bolhas de gás das águas mais profundas do reservatório para a superfície e é predominantemente relacionada às emissões de CH_4 em reservatórios mais rasos, com profundidade de até 20m (GUNKEL, 2009). Dos estudos selecionados, apenas Roland et al. (2010) não mede emissões de ebulição uma vez que avalia somente as emissões de CO_2.

Nos primeiros anos após o enchimento do reservatório, há um pulso de emissões tanto de CO_2 quanto de CH_4 que sofre um declínio com o passar dos anos. Abril et al. (2005) enfatiza a importância de se considerar a idade do reservatório quando as medidas de emissões são feitas. Estes autores comparam as medidas de emissões do reservatório da usina Petit Saut na Guiana Francesa um ano e dez anos após o seu enchimento e observaram que há

uma redução de 61% e 95% na difusão do CO_2 e CH_4 respectivamente e de 99% na ebulição de CH_4. Entre os estudos selecionados, algumas usinas tinham menos de 10 anos quando as medidas foram feitas, a saber: Miranda entrou em operação em 1998 (CEMIG, 2011), Segredo em 1992 (COPEL, 2011), Xingó em 1994 (CHESF, 2011) e Manso em 2000 (ROLAND et al., 2010). Isso pode significar que os valores de emissão medidos para essas usinas são altos e ainda podem reduzir.

Além das emissões dos reservatórios, a água ao passar pelas turbinas ou vertedouros e alcançar o rio após a barragem também libera gases uma vez que há uma redução da pressão e a criação de uma turbulência. Fearnside (2002) estimou as emissões da usina hidrelétrica Tucuruí para o ano 1990 e conclui que as emissões vindas das turbinas e do vertedouro podem chegar a 29% e 36% do total, respectivamente, e são de CH_4. Em outro estudo, Kemenes, Forsberg e Melack (2007) mediram as emissões de CH_4 da hidrelétrica Balbina e também observaram uma grande quantidade de emissão após a barragem, representando 55% das emissões totais da usina. Nenhum dos estudos selecionados mede as emissões relacionadas às turbinas e ao vertedouro, o que levaria a emissões maiores das hidrelétricas.

Na **Tabela 28** (Apêndice C), as emissões das usinas avaliadas pelos estudos selecionados estão apresentadas em tCO_2eq/ano. Assim, para torná-las comparáveis com as emissões das outras tecnologias de geração de eletricidade foi calculado o fator de emissão em gCO_2eq/kWh. Para isso, considerou-se a energia gerada em um ano calculado a partir da expressão:

$$E_g = E_a . 8.760$$

em que E_g é a energia gerada anualmente (em GWh/ano), E_a é a energia assegurada (em MW) disponível em ANEEL (2011) e em ELETRONORTE (2011) e 8.760 é a quantidade de horas de um ano. Os resultados encontrados estão resumidos na **Tabela 17**. Os fatores de emissão dos estudos de emissão de reservatório variam em um intervalo de -67 a 2.753gCO_2eq/kWh.

Um fator utilizado para caracterizar as usinas hidrelétricas é a densidade energética, definida como a razão entre a potência instalada da usina hidrelétrica e a área de seu reservatório e está apresentada também na **Tabela 17**. De acordo com Brasil (2007a), as usinas brasileiras em operação na época da publicação do Plano Nacional de Energia 2030 apresentavam uma densidade energética média de 1,92MW/km^2.

Tabela 17: Densidade energética, energia gerada e fator de emissão das usinas hidrelétricas avaliadas pelos estudos selecionados

Referência	Usina	Densidade energética (MW/km^2)[a]	Energia gerada (GWh/ano)[b]	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)[c]
Roland et al. (2010)	Furnas	0,91	5238	86,40
	M. de Moraes	1,90	2584	79,24
	L. C. B. de Carvalho	23,33	4336	14,50
	Manso	0,58	806	677,93
	Funil	6,67	780	-67,44
dos Santos et al. (2006)	Miranda	8,06	1770	86,02
	Três Marias	0,38	2094	1092,22
	Barra Bonita	0,45	394	1302,09
	Segredo	15,37	5282	16,52
	Xingó	52,70	18738	8,35
	Samuel	0,39	745	2753,49
	Tucuruí	3,44	36266	274,13
Lima (2005)	Tucuruí	2,99	36266	9,74
	Samuel	0,39	745	488,56
Rosa et al. (2003)	Samuel	0,39	745	2562,08
	Tucuruí	3,44	36266	275,44

[a] Densidade energética calculada com base na área do reservatório informada pelos artigos e na potência instalada informada por ANEEL, 2011. [b] Energia gerada calculada com base na potência instalada e na energia assegurada das usinas informadas por ANEEL, 2011. [c] Fator de emissão calculado com base na emissão informada pelos artigos e na energia gerada calculada anteriormente.

De acordo com Gunkel (2009), se avaliarmos a densidade energética juntamente com o fator de emissão concluiremos que há uma relação entre essas grandezas. De fato, se observarmos o **Gráfico 2** pode-se notar que usinas com maiores densidades são responsáveis por menores emissões.

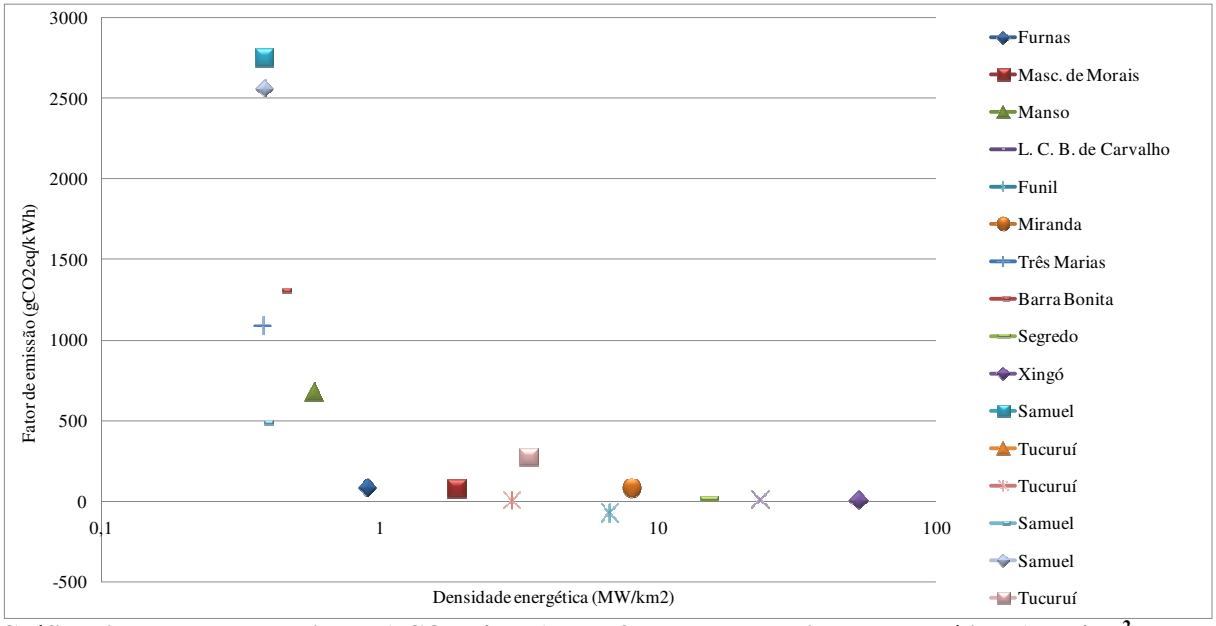

Gráfico 2 - Fator de emissão (gCO_2eq/kWh) em função da densidade energética (MW/km^2) para reservatórios de usinas hidrelétricas brasileiras

Observação: A densidade energética está representada em escala logarítmica para melhor visualização das informações. Baseado em Roland et al. (2010), dos Santos et al. (2006), Lima (2005), Rosa et al. (2003)

Para o cálculo do fator de emissão de GEE da geração de energia hidrelétrica brasileira foram feitas algumas considerações:

- apesar de não avaliarem as emissões do ciclo de vida, os estudos de emissões de reservatório foram considerados para o cálculo da mediana das estimativas de emissões por entender que as emissões dos reservatórios são significativas e estão relacionadas a uma etapa do ciclo de vida geração hidrelétrica, a saber, a operação da usina;
- considerou-se que as emissões das usinas avaliadas pelos estudos selecionados são representativas das condições brasileiras uma vez que considera usinas localizadas nos biomas Amazônia, Cerrado e Mata Atlântica e abrangem uma faixa de potência instalada de 141 a 8.370MW.

Sendo assim, a mediana das emissões de GEE estimadas pelos 2 estudos de ACV e medidas pelos 4 estudos de emissão de reservatório é de 86,21gCO_2eq/kWh.

9.8. Cálculo do fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica brasileira

Para o cálculo do fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica inserida no SIN considerou-se o fator de emissão de cada tecnologia é dado pela mediana das estimativas de emissão harmonizadas por todos os fatores.

Sendo assim, os resultados anteriormente encontrados estão reunidos na **Tabela 18** juntamente com a geração de eletricidade de cada tecnologia para o ano de 2010 no SIN.

Tabela 18: Fatores de emissão de GEE das tecnologias de geração de eletricidade segundo a meta-análise e a geração de eletricidade de cada tecnologia no ano de 2010

Tecnologia de geração	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)	Geração de eletricidade (GWh/ano)	Emissão anual (tCO_2eq/ano)	Participação nas emissões (%)
Hidroeletricidade	86	422.785	36.448.295	61
Eólica	16	1.445	23.337	0,04
Nuclear	14	14.523	214.650	0,4
Termo - CM	1.144	6.124	7.008.061	12
Termo - GN	518	25.284	13.129.981	22
Termo - OC	781	2.088	1.631.020	3
Termo - OD	829	1.127	934.238	2
TOTAL	-	**473.376**	**59.341.776**	**100[b]**

Observação: o fator de emissão de cada tecnologia foi arredondado. [a] Geração de eletricidade da matriz de energia elétrica do SIN no ano de 2010 segundo ONS (2011a). [b] A soma pode não ser exatamente 100% por questões de arredondamento.

O fator de emissão da matriz de energia elétrica brasileira foi calculado a partir dos dados da **Tabela 18**, através da seguinte expressão:

$$FE_{matriz} = \frac{\sum_i FE_i * G_i}{G_{matriz}}$$

em que FE_i é o fator de emissão de cada tecnologia i inserida na matriz (em gCO_2eq/kWh), G_i é a geração de eletricidade anual da tecnologia i (em GWh/ano) e G_{matriz} é a geração de eletricidade anual da matriz brasileira (em GWh/ano). É importante lembrar que a matriz considerada é aquela inserida no SIN no ano de 2010. Sendo assim, o fator de emissão da matriz de energia elétrica brasileira é:

$$FE_{matriz} = 125 \ gCO_{2eq}/kWh \ .$$

10. DISCUSSÃO

Esta pesquisa baseou-se em uma revisão sistemática da literatura juntamente com uma meta-análise para chegar ao seu resultado final, que pode ser resumido como o cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da matriz de energia elétrica brasileira.

A aplicação desta metodologia mostrou-se bastante útil para alcançar os resultados desejados. O fato de haver um protocolo definido previamente, incluindo os critérios de buscas, de inclusão e de avaliação da qualidade dos estudos, torna o processo organizado, transparente e replicável. De acordo com Littell, Corcoran e Pillai (2008) a combinação da revisão sistemática e meta-análise permite a produção de um resumo geral do conhecimento em um dado assunto.

As buscas realizadas nas bases de dados e de forma manual nas referências dos estudos tiveram o intuito de identificar a maior quantidade de textos possível. Mas isso não garante que todos os textos existentes foram encontrados e considerados nas análises. Diversos estudos identificados pelo resumo e palavras-chave como relevantes para o cálculo das emissões de GEE das tecnologias de geração não estavam disponíveis para leitura do texto completo nas bases de dados assinadas pela Universidade de São Paulo (USP). Outros, até estavam disponíveis para leitura do texto completo mas não atendiam aos critérios de qualidade, principalmente no que diz respeito à apresentação clara dos resultados. Pode haver também estudos que sejam relevantes para a meta-análise aqui realizada, mas que não se encontram disponíveis na internet. Entende-se que pela quantidade de estudos identificados e relativa convergência de seus métodos e resultados, a literatura selecionada é representativa do conhecimento atual em avaliação do ciclo de vida, mais especificamente em emissões de gases de efeito estufa, de tecnologias de geração de eletricidade.

Outro ponto a ser considerado é que por se basear em estudos publicados a qualidade da revisão sistemática, e consequentemente os resultados da meta-análise, dependem da qualidade dos estudos primários. Com a definição prévia dos critérios de elegibilidade e de avaliação de qualidade dos estudos a serem selecionados tenta-se obter estudos que obedeçam a critérios mínimos de qualidade, mas a revisão sistemática e a meta-análise não transformam estudos de baixa qualidade em estudos de alta qualidade. No entanto, conforme evidenciado por Sampaio e Mancini (2007), agregar evidências de pesquisas já realizadas pode servir para nortear o desenvolvimento de pesquisas futuras, indicando novos rumos e questões que necessitam de mais investigação.

A adoção de um procedimento estatístico tem como objetivo sintetizar os dados de um

conjunto de estudos permitindo avaliar questões que não foram, e talvez nem pudessem ser, consideradas nos estudos originais.

O procedimento estatístico adotado para avaliar conjuntamente os textos selecionados e calcular o fator de emissão de GEE, chamado de processo de harmonização, mostrou-se bastante efetivo. Primeiramente por oferecer a possibilidade de utilizar fatores de harmonização característicos da matriz brasileira. Assim, mesmo os estudos de ACV não sendo especificamente de usinas brasileiras, a utilização do fator de capacidade, do tempo de vida útil e da eficiência térmica característicos das usinas brasileiras ajustam as estimativas de emissões para a realidade das nossas usinas. É importante lembrar que as buscas e a seleção dos estudos foram realizadas após uma caracterização da matriz brasileira para garantir que os estudos selecionados tratassem apenas das tecnologias em operação atualmente no país.

Além disso, de acordo com Dolan e Heath (2012) está entre os objetivos do processo de harmonização a redução da variabilidade das estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida. Isso foi alcançado nessa dissertação e pode ser observado pela redução do intervalo das estimativas de emissões para todas as tecnologias após passarem pelo processo de harmonização.

Os resultados do processo de harmonização encontrados anteriormente para cada tecnologia estão representados no **Gráfico 3**. No gráfico estão representados os valores mínimos e máximos (extremidades das hastes) e os 1° e 3° quartis (extremidades dos retângulos) das estimativas harmonizadas por todos os fatores. Conforme dito anteriormente, as estimativas de emissões para usinas hidrelétricas não foram harmonizadas, apenas recalculadas com o GWP de referência e a termeletricidade a óleo diesel está representada pelo único estudo encontrado para essa tecnologia.

Nitidamente, a energia eólica e a energia nuclear são as tecnologias que apresentam os menores fatores de emissão de GEE. Nessas tecnologias as emissões de GEE estão relacionadas, principalmente, com as fases do ciclo de vida *upstream*. Em contraposição, têm-se os combustíveis fósseis cujas emissões estão relacionadas, em sua maioria, com a fase de operação das usinas onde os combustíveis são queimados. Entre os combustíveis fósseis, o gás natural tem as menores emissões. Uma vez que as emissões dos combustíveis fósseis estão relacionadas principalmente com a operação das usinas, Weisser (2007) observa que os principais fatores que afetam suas emissões de GEE são o tipo de tecnologia empregada (e consequentemente o combustível utilizado) e sua eficiência térmica. Dentre os quatros combustíveis e suas tecnologias de geração, o gás natural sendo utilizado em ciclo combinado para geração de eletricidade apresenta as menores emissões (WEISSER, 2007).

Os resultados encontrados para a hidroeletricidade apresentam um padrão interessante. As emissões dessa tecnologia vão desde valores negativos até valores maiores que aqueles encontrados para o carvão mineral, estando essa variabilidade relacionada com a diversidade de características dos reservatórios envolvidos. Gunkel (2009) enfatiza o fato de que a maioria dos estudos considera apenas as emissões dos reservatórios, não incluindo as emissões das turbinas e do vertedouro, e assim as emissões das hidrelétricas poderiam ser maiores. Esse fato reabre a discussão sobre quão "limpa" é a hidroeletricidade e mostra a importância da consideração das emissões dos reservatórios no planejamento da construção de novas hidrelétricas. Nesse sentido, Fearnside (2005) avalia as emissões de GEE da hidrelétrica Curuá-Una localizada na Amazônia e alerta para a possibilidade dessa usina emitir mais gases que uma termelétrica.

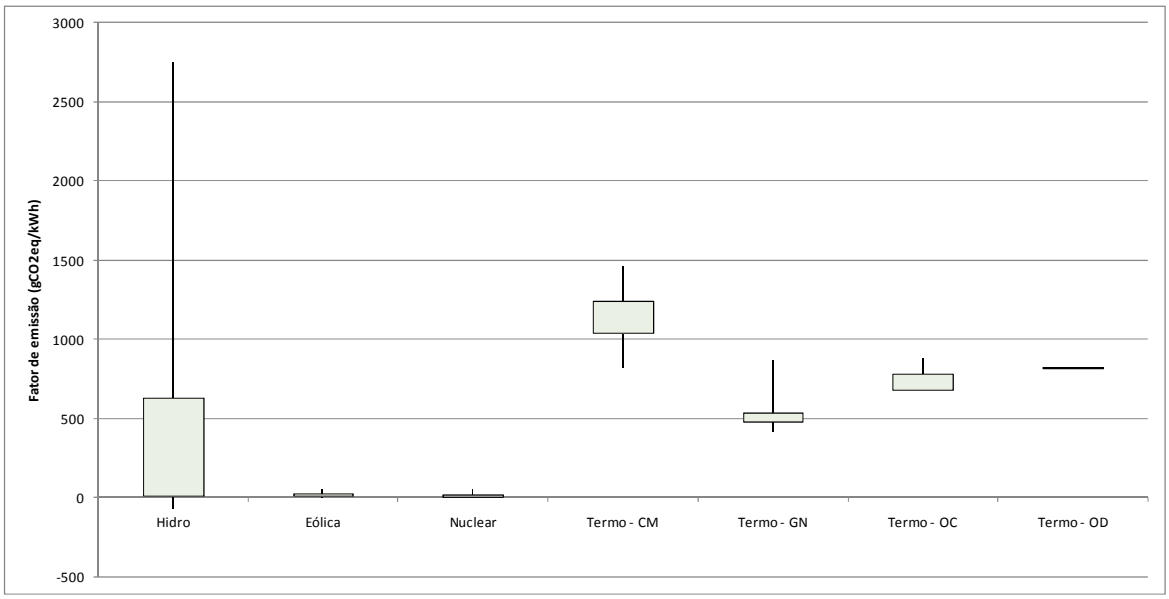

Gráfico 3 - Fatores de emissão de GEE calculados para cada tecnologia de geração, em gCO_2eq/kWh

Diversos estudos apontam para a possibilidade de avaliar as emissões de GEE não somente de uma tecnologia de geração isolada, mas de utilizar esses fatores de emissão individuais para o cálculo do fator de emissão da matriz de energia elétrica do país como um todo.

Santoyo-Castelazo e Azapagic (2011) calculam um fator de emissão de $571gCO_2eq/kWh$ para a geração de eletricidade do México onde cerca de 70% da eletricidade gerada utiliza combustíveis fósseis, como gás natural, óleo combustível, carvão mineral e óleo diesel. Em outro estudo, Kim e Dale (2005) estimam um fator de emissão de $694{,}80gCO_2eq/kWh$ para a matriz dos Estados Unidos onde também 70% da eletricidade provêm de combustíveis fósseis. O maior fator de emissão encontrado para os EUA pode estar

relacionado, entre outras causas, ao fato de que o carvão é o combustível mais utilizado enquanto que no México é o gás natural em ciclo combinado. De acordo com Kim e Dale (2005), 81% das emissões de GEE da matriz estão relacionadas com a queima do carvão. Já para a China, Di et al. (2007) apresentam um fator de emissão[14] de 943,25gCO2eq/kWh, característico também de uma matriz predominantemente baseada em combustíveis fósseis.

O fator de emissão calculado nessa dissertação para a matriz brasileira é consideravelmente menor que os acima citados. O fator encontrado de 125gCO_2eq/kWh corresponde a uma matriz de eletricidade em que 92% da geração provém de hidroeletricidade, energia eólica e nuclear (ONS, 2011b). Não foi identificado nenhum estudo que avaliasse as emissões de GEE do ciclo de vida de uma matriz com essa característica, predominantemente renovável, para comparação.

Na comparação do fator de emissão encontrado nessa dissertação com aquele divulgado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação em sua página da internet (MCTI, 2012) podem-se destacar alguns pontos importantes. Ambos os fatores consideram as usinas em operação, ou seja, as usinas que geraram energia em um determinado ano e que estão inseridas no Sistema Interligado Nacional. Sendo assim, mesmo não considerando a matriz na sua totalidade, o fator de emissão calculado corresponde a 84% da capacidade instalada do país e inclui as tecnologias de geração disponíveis no país.

No entanto, o fator de emissão calculado nessa dissertação é 2,5 vezes maior que o divulgado pelo MCTI. Essa diferença ilustra a importância de se considerar o ciclo de vida das tecnologias para o cálculo das emissões de GEE e como a não inclusão leva a uma subestimação dos reais impactos da geração de eletricidade.

De acordo com Dones, Heck e Hirschberg (2004), a utilização de fatores de emissão associados à combustão dos combustíveis fósseis para o cálculo do fator de emissão de uma determinada matriz é útil, mas devem ser utilizados com cautela, pois podem trazer distorções no valor final. Quando a matriz é composta em sua maioria por tecnologias que não queimam combustíveis fósseis diretamente para a geração de eletricidade, como é o caso da hidroeletricidade, da energia eólica e da energia nuclear, é importante que os impactos *upstream* e *downstream* das tecnologias sejam avaliados.

Assim, o fator de emissão aqui calculado traz uma contribuição para a avaliação das emissões de GEE da matriz brasileira de uma forma mais ampla e em concordância com a prática científica internacional.

---

[14] No texto, os autores informam as emissões separadamente para os gases de efeito estufa, sendo 877gCO_2/kWh e 2,65gCH_4/kWh. O valor total em gCO_2eq foi calculado com base no GWP do metano de 25gCO_2eq/gCH_4.

11. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo calcular um fator de emissão de GEE característico para a matriz de energia elétrica brasileira tendo como base estudos de Avaliação do Ciclo de Vida publicados e relacionados às tecnologias de geração inseridas nessa matriz.

A revisão sistemática da literatura realizada mostrou a quase inexistência de estudos de ACV especificamente de usinas brasileiras. É necessário que estudos que considerem características específicas do país, como a composição dos combustíveis, as tecnologias envolvidas na manufatura dos componentes das usinas, a estrutura do transporte envolvido em todas as etapas do ciclo de vida das tecnologias de geração, as usinas em operação com suas eficiências e fatores de capacidade características, entre outros sejam realizados para que se possa ter uma estimativa de fator de emissão mais acurada e que reflita a realidade do país. Uma especial atenção deve ser dada às hidrelétricas que são responsáveis por uma grande parcela das emissões da matriz e ainda possui métodos de medidas das emissões dos seus reservatórios ainda controversos.

A meta-análise é um procedimento estatístico ainda no início de desenvolvimento e aplicação para síntese de estudos de ACV, mas já se mostra bastante útil e com resultados bastante importantes. O desenvolvimento de técnicas estatísticas mais sofisticadas possibilitará que os estudos de ACV realizados isoladamente para uma tecnologia se tornem mais úteis para a tomada de decisão. Especificamente para essa dissertação, o processo de harmonização mostrou-se bastante efetivo na avaliação conjunta de estudos de ACV e na redução da variabilidade das estimativas de emissões de GEE desses estudos, possibilitando o cálculo do fator de emissão da matriz brasileira.

Por fim, tendo em mente a importância da eletricidade e sua utilidade na cadeia produtiva de praticamente todos os produtos de uma economia, observa-se a relevância da contribuição feita por esse trabalho. O ideal seria que ACVs fossem feitas diretamente nas usinas brasileiras. Mas até que isso aconteça é importante que seus impactos sejam estimados de outras formas. Espera-se que a quantidade de estudos de ACV de tecnologias de geração de eletricidade levantados e a metodologia empregada, e consequentemente o fator de emissão calculado, possam ser úteis nesse sentido.

Avaliar os impactos ambientais, e mais especificamente as emissões de gases de efeito estufa, de tecnologias de geração de eletricidade por meio da ferramenta Avaliação do Ciclo de Vida nos permite ter uma visão mais ampla dos impactos e a possibilidade de propor melhorias em toda a cadeia produtiva da geração da eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3. ed. Brasília: Aneel, 2008. 236 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações da Geração.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2 &idiomaAtual=0>. Acesso em 28 jan. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO-COMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2011.

ARDENTE, F. et al. Energy performance and life cycle assessment of an Italian wind farm. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 12, n. 1, p. 200-217, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR ISO 14040** – Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Princípios e estrutura. Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2009a. 21p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR ISO 14044** – Gestão Ambiental – Avaliação do Ciclo de Vida – Requisitos e Orientações. Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2009b. 46p.

BAIRD, C. **Química Ambiental.** 2ª ed. Tradução de Maria Angeles Lobo Recio e Luiz Carlos Marques Carrera. Porto Alegre: Boojman, 2002. 622p.

BALAT, M. Usage of energy sources and environmental problems. **Energy Exploration & Exploitation**, v. 23, n. 2, p. 141-168, 2005.

BEÉR, J. M. High efficiency electric power generation: the environmental role. **Progress in Energy and Combustion Science,** v. 33, n. 2, p. 107–134, 2007.

BEERTEN, J. et al. Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: a balanced appraisal. **Energy Policy,** v. 37, n. 12, p. 5056-5068, 2009.

BONS VENTOS. Disponível em: <http://www.bonsventos.eng.br/>. Acesso em: 15 fev. 2011.

BRANDÃO, M.; HEATH, G.; COOPER, J. What can meta-analysis tell us about the reliability of life cycle assessment for decision support? **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S3-S7, 2012.

BRASIL. **Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.** Brasília: MCTI, 2010.

BRASIL. Lei n° 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L12187.htm>. Acesso em: 06 jun. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME:EPE, 2007a. v. 3: Geração Hidrelétrica.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME:EPE, 2007b. v. 4: Geração Termelétrica – Petróleo e Derivados.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME:EPE, 2007c. v. 5: Geração Termelétrica – Gás natural.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME:EPE, 2007d. v. 6: Geração Termelétrica – Carvão mineral.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília: MME:EPE, 2007e. v. 7: Geração Termonuclear.

BREEZE, P. **Power Generation Technologies.** Great Britain: Elsevier, 2005.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ENERGÉTICOS (CGEE). **Bioetanol combustível:** uma oportunidade para o Brasil. Brasília: CGEE, 2009. 536p.

CHEN, G. Q.; YANG, Q.; ZHAO, Y. H. Renewability of wind power in China: a case study of nonrenewable energy cost and greenhouse gas emission by a plant in Guangxi. Renewable **and Sustainable Energy Reviews,** v. 15, n. 5, p. 2322-2329, 2011.

COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA (CGTEE). Disponível em: <http://www.cgtee.gov.br>. Acesso em 02 mar. 2011.

COMPANHIA ELÉTRICA DE MINAS GERAIS (CEMIG) Disponível em: <http://www.cemig.com.br>. Acesso em: 14 mar. 2011.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO (CHESF). Disponível em: <http://www.chesf.gov.br>. Acesso em: 12 dez. 2011.

COMPANHIA SIDERÚRGICA DE TUBARÃO (CST). Disponível em: <http://www.cst.com.br/expansao/sol_coqueria/central_termeletrica/central_termeletrica.shtml>. Acesso em: 14 mar. 2011.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). Disponível em: <http://www.copel.com>. Acesso em 18 fev. 2011.

CRAWFORD, R. H. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 13, n. 9, p. 2653-2660, 2009.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL (DNPM). **Economia Mineral do Brasil 2009.** Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/conteudo.asp?IDSecao=68&IDPagina=1461 > Acesso em 08 fev. 2011.

DI, X. et al. Life cycle inventory for electricity generation in China. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 12, n. 4, p. 217-224, 2007.

DINCER, I. Energy and Environmental Impacts: Present and Future Perspectives. **Energy Sources**, v. 20, p. 427-453, 1998.

DINCER, I; ROSEN, M. A. Energy, environment and sustainable development. **Applied Energy**, v. 64, p. 427-440, 1999.

DOLAN, S. L.; HEATH, G. A. Life cycle greenhouse gas emissions of utility-scale wind power – Systematic review and harmonization. **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S136-S154, 2012.

DONES, R.; HECK, T.; HIRSCHBERG, S. Greenhouse gas emissions from energy systems: comparison and overview. PSI Annual Report – Annex IV, 2004.

dos SANTOS, M. A. et al. Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. **Energy Policy,** v. 34, n. 4, p. 481-488, 2006.

ELETRONORTE. Disponível em: < www.eln.gov.br/>. Acesso em: 12 dez. 2011.

ELETRONUCLEAR. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br/>. Acesso em 08 fev. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2011:** Ano Base 2010. Rio de Janeiro: EPE, 2011. 266p.

EUROPEAN COMMISSION. **ExternE** – Externalities of Energy. Luxemburgo: Directorate-General XII Science, Research and Development. 1999. v – 10: National Implementation. Disponível em: < http://www.externe.info/externe_2006/>.

EUROPEAN COMMISSION. **ExternE** – Externalities of Energy. Luxemburgo: Directorate-General XII Science, Research and Development. 1995a. v – 3: Coal & Lignite. Disponível em: < http://www.externe.info/externe_2006/>.

EUROPEAN COMMISSION. **ExternE** – Externalities of Energy. Luxemburgo: Directorate-General XII Science, Research and Development. 1995b. v – 4: Oil & Gas. Disponível em: < http://www.externe.info/externe_2006/>.

EUROPEAN COMMISSION. **ExternE** – Externalities of Energy. Luxemburgo: Directorate-General XII Science, Research and Development. 1995c. v – 6: Wind & Hydro. Disponível em: < http://www.externe.info/externe_2006/>.

FARREL, A. E. et al. Ethanol can contribute to energy and Environmental goals. **Science,** v. 311, n. 5760, p. 506-508, 2006.

FEARNSIDE, P. M. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una dam. **Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change,** v. 10, n. 4, p. 675-691, 2005.

FEARNSIDE, P. M. Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí dam) and the energy policy implications. **Water, Air and Soil Pollution,** v. 133, n. 1-4, p. 69-96, 2002.

FTHENAKIS, V. M.; KIM, H. C. Greenhouse-gas emission from solar electric- and nuclear power: a life-cycle study. **Energy Policy,** v. 35, n. 4, p. 2549-2557, 2007.

GAGNON, L.; BÉLANGER, C.; UCHIYAMA, Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. **Energy Policy,** v. 30, p. 1267–1278, 2002.

GAGNON, L.; van de VATE, J. F. Greenhouse gas emission from hydropower – The state of research. **Energy Policy,** v. 25, n. 1, p. 7-13, 1997.

GIANNETTI, B. F.; ALMEIDA, C. M. V. B. **Ecologia Industrial:** Conceitos, ferramentas e aplicações. São Paulo: Edgard Blücher, 2006.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. D. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento.** 2ª ed. revisada. Tradução de André Koch. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003.

GUNKEL, G. Hydropower – a green energy? Tropical reservoirs and greenhouse gas emissions. **Clean – Soil, Air, Water,** v. 37, n. 9, p. 726-734, 2009.

HARTMANN, D.; KALTSCHMITT, M. Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study. **Biomass & Bioenergy,** v. 16, n. 6, p. 397-406, 1999.

HAUSCHILD, M.; JESWIET, J.; ALTING, L. From life cycle assessment to sustainable production: status and perspectives. **Annals of the CIRP**, v. 54, n. 2, p. 1-21, 2005.

HEATH, G. A.; MANN, M. K. Background and reflections on the life cycle assessment harmonization project. **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S8-S11, 2012.

HELLER, M. C. et al. Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass. **Renewable Energy,** v. 29, n. 7, p. 1023-1042, 2004.

HONDO, H. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. **Energy,** v. 30, n. 11-12, p. 2042-2056, 2005.

IMPSA. Disponível em: <http://www.impsa.com/>. Acesso em: 15 fev. 2011.

INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. (INB). **Ciclo do Combustível Nuclear.** Disponível em <http://www.inb.gov.br/pt-br/WebForms/interna.aspx?secao_id=81>. Acesso em 08 fev. 2011.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). Disponível em: <http://www.ipcc.ch/index.htm>. Acesso em: 06 jun. 2010.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2007:** Synthesis Report. Geneva, Switzerland: IPCC, 2007. 104 p. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/en/main.html>. Acesso em: 06 jun. 2010.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). **Power Reactor Information System** - World Statistics. Disponível em: <http://pris.iaea.org/public>. Acesso em 08 fev. 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook.** Paris: IEA, 2008.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy Statistics.** Paris: IEA, 2009.

JUNGBLUTH, N. et al. Life cycle assessment for emerging technologies: case studies for photovoltaic and wind power. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 10, n. 1, p. 24-34, 2005.

KAMMEM, D. A.; PACCA, S. Assessing the costs of electricity. **Annual Review of Environment Resources**, v. 29, p. 301-344, 2004.

KANNAN, R. et al. LCA-LCCA of oil fired steam turbine power plant in Singapure. **Energy Conversion & Management,** v. 45, n. 18-19, p. 3093-3107, 2004.

KANNAN, R. et al. Gas fired combined cycle plant in Singapore: energy use, GWP and cost - a life cycle approach. **Energy Conversion & Management,** v. 46, n. 13-14, p. 2145-2157, 2005.

KARAMANIS, D. Management of moderate wind energy coastal resources. **Energy Conversion and Management,** v. 52, n. 7, p. 2623-2628, 2011.

KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. Methane release below a tropical hydroelectric dam. **Geophysical Research Letters,** v. 34, L12809, 5p. 2007.

KIM, S.; DALE, B. E. Life cycle inventory information of the United States electricity system. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 10, n. 4, p. 294-304, 2005.

LEE, K-M.; LEE, S-Y.; HUR, T. Life cycle inventory analysis for electricity in Korea. **Energy,** v. 29, n. 1, p. 87-101, 2004.

LEE, Y. M.; TZENG, Y. E. Development and life-cycle inventory analysis of wind energy in Taiwan. **Journal of Energy Engineering,** v. 134, n. 2, p. 53-57, 2008.

LENZEN, M. Current state of development of electricity-generating technologies: a literature review. **Energies,** v. 3, p. 462-591, 2010.

LENZEN, M. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: a review. **Energy Conversion & Management,** v. 49, n. 8, p. 2178-2199, 2008.

LENZEN, M; MUNKSGAARD, J. Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines - review and applications. **Renewable Energy,** v. 26, n. 3, p. 339-362, 2002.

LENZEN, M.; WACHSMANN, U. Wind turbine in Brazil and Germany: an example of geographical variability in life-cycle assessment. **Applied Energy,** v. 77, n. 2, p. 119-130, 2004.

LIFSET, R. Towards meta-analysis in life cycle assessment. **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S1-S2, 2012.

LIMA, I. B. T. Biogeochemical distinction of methane releases from two Amazonian hydroreservoirs. **Chemosphere,** v. 59, n. 11, p. 1697-1702, 2005.

LITTELL, J. H.; CORCORAN, J.; PILLAI, V. **Systematic reviews and meta-analysis.** New York: Oxford University Press, Inc., 2008.

MARTÍNEZ, E. et al. Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 14, n. 1, p. 52-63, 2009.

MAY, J. R.; BRENNAN, D. J. Life Cycle Assessment of Australian fossil energy options. **Process Safety And Environmental Protection,** v. 81, n B5, p. 317-330, 2003.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (MCTI). **Fatores de emissão de CO_2 para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil**. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74694.html>. Acesso em: 21 mar. 2012.

NEELY, J. G. et al. A practical guide to understanding systematic reviews and meta-analysis. **Otolaryngology-Head and Neck Surgery,** v. 142, n. 1, p. 6-14, 2010.

ODEH, N. A.; COCKERILL, T. T. Life cycle analysis of UK coal fired power plants. **Energy Conservation and Management,** v. 49, n. 2, p. 212-220, 2008a.

ODEH, N. A.; COCKERILL, T. T. Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. **Energy Policy,** v. 36, n. 1, p. 367-380, 2008b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em 25 mar. 2011a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Mapas do SIN.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em 18 jan 2011b.

OSMAN, A.; RIES, R. Life cycle assessment of electrical and thermal energy systems for commercial buildings. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 12, n. 5, p. 308-316, 2007.

PACCA, S.; HORVATH, A. Greenhouse gas emissions from building and operating electric power plants in the Upper Colorado River Basin. **Environmental Science & Technology,** v. 36, n. 14, p. 3194-3200, 2002.

PARQUE EÓLICO ALEGRIA. Disponível em: <http://www.parqueeolicoalegria.com.br/>. Acesso em: 15 fev 2011.

PEHNT, M. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. **Renewable Energy,** v. 31, n. 1, p. 55-71, 2006.

PHUMPRADAB, K.; GHEEWALA, S. H..; SAGISAKA M. Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand. **International Journal of Life Cycle Assessment,** v. 14, n. 4, p. 354-363, 2009.

PIEMONTE, V. et al. Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. **Solar Energy,** v. 85, n. 5, p. 1101-1108, 2011.

RASHAD, S. M.; HAMMAD, F. H. Nuclear power and the environment: comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems. **Applied Energy,** v. 65, n. 1-4, p. 211-229, 2000.

REBITZER, G. et al. Life cycle assessment – Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications. **Environment International**, v. 30, p. 701-720, 2004.

RIBEIRO, F. M.; da SILVA, G.A. Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. **Journal of Cleaner Production,** v. 18, n. 1, p. 44–54, 2010.

ROLAND, F. et al. Variability of carbon dioxide flux from tropical (Cerrado) hydroelectric reservoirs. **Aquatic Sciences,** v. 72, n. 3, p. 283-293, 2010.

ROSA, L. P. et al. Biogenic gas production from major Amazon reservoirs, Brazil. Hydrological Processes, v. 17, n. 7, p. 1443-1450, 2003.

RULE, B. M.; WORTH, Z. J.; BOYLE, C. A. Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand. **Environmental Science & Technology,** v. 43, n. 16, p. 6406-6413, 2009.

SAMPAIO, R. F.; MANCINI, M. C. Estudos de revisão sistemática: um guia para síntese criteriosa da evidência científica. **Revista Brasileira de Fisioterapia,** v. 11, n. 1, p. 83-89, 2007.

SANTOYO-CASTELAZO, E.; GUJBA, H.; AZAPAGIC, A. Life cycle assessment of electricity generation in Mexico. **Energy,** v. 36, n. 3, p. 1488-1499, 2011.

SCHELLING, T. C. Global environmental forces. In: HELM , J. L. (Ed.) **Energy production, consumption, and consequences**. Washington, D.C.: National Academy Press , 1990. p. 75-84.

SCHLEISNER, L. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. **Renewable Energy,** v. 20, n. 3, p. 279-288, 2000.

SCHREIBER, A. et al. Environmental analysis of a German strategy for carbon capture and storage of coal power plants. **Energy Policy,** v. 38, n. 12, p. 7873-7883, 2010.

SEBASTIÁN, F.; ROYO, J.; GÓMEZ, M. Cofiring versus biomass-fired power plants: GHG (Greenhouse Gases) emissions savings comparison by means of LCA (Life Cycle Assessment) methodology. **Energy,** v. 36, n. 4, p. 2029-2037, 2011.

SILVA, A. T. **Reatores Nucleares de Potência.** II Workshop Internacional ENUMAS 2010 – Oportunidades em atividades nucleares no Brasil: medicina, agricultura e indústria. Realizado

em 19 e 20 de agosto de 2010 na Faculdade de Engenharia Química da Unicamp, Campinas/SP. Disponível em: <http://www.nipeunicamp.org.br/enumas2010/index>. Acesso em: 08 fev. 2011.

SINGH, B.; STRØMMAN, A. H.; HERTWICH, E. Comparative life cycle environmental assessment of CCS technologies. **International Journal of Greenhouse Gas Control,** v. 5, n. 4, p. 911-921, 2011a.

SINGH, B.; STRØMMAN, A. H.; HERTWICH, E. Life cycle assessment of natural gas combined cycle power plant with post-combustion carbon capture, transport and storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control,** v. 5, n. 3, p. 457-466, 2011b.

SOVACOOL, B. K. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. **Energy Policy,** n. 36, p. 2950-2963, 2008.

SPATH, P. L.; MANN, M. K. **Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System**. Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory, 2000.

SPATH, P. L.; MANN, M. K.; KERR, D. R. **Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production.** Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory, 1999.

TESTER, J. W. et. al. **Sustainable Energy:** Choosing Among Options. USA: MIT Press, 2005.

THE WIND POWER. Disponível em: <http://www.thewindpower.net/>. Acesso em: 15 fev 2011.

THYSSENKRUPP. Disponível em: <http://www.thyssenkrupp-brazil.com>. Acesso em 14 mar. 2011.

TRACTEBEL ENERGIA S/A. Disponível em: <http://tractebel.investor-relations.com.br>. Acesso 02 mar. 2011.

TREMEAC, B.; MEUNIER, F. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v. 13, n. 8, p. 2104-2110, 2009.

UNITED NATIONS. **United Nations Framework Convention on Climate Change** (UNFCCC). 1992. Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2010.

UNITED NATIONS. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change.** 1998. Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2010.

VARUN; BHAT, I. K.; PRAKASH, R. LCA of renewable energy for electricity generation systems-A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** n. 13p. 1067-1073, 2009.

VENTOS DO SUL. Disponível em: <http://www.ventosdosulenergia.com.br/>. Acesso em: 15 fev. 2011.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2004.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life cycle assessment of electricity delivered from an onshore power plant based on Vestas V82-1.65 MW turbines.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2006a. 77 p.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2006b. 2006b. 60 p.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V80-2.0MW Gridstreamer Wind Plant.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2011a.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2011b.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V100-1.8MW Gridstreamer Wind Plant.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2011c.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Park.** Dinamarca: Vestas Wind Systems, 2011d.

VOORSPOOLS, K. R.; BROUWERS, E. A.; D'HAESELER, W. D. Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission free' power plants: results for Low Countries. **Applied Energy,** v.67, n. 3,p. 307-330, 2000.

WANG, Y. et al. Technical-economic evaluation of O2/CO2 recycle combustion power plant based on life-cycle. **Science China Technological Sciences,** v. 53, n. 12, p. 3284-3293, 2010.

WARNER, E. S.; HEATH, G. A. Life cycle greenhouse gas emissions of nuclear electricity generation – Systematic review and harmonization. **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S73-S92, 2012.

WEISSER, D. A guide to life-cycle greenhouse gases (GHG) emissions from electric supply technologies. **Energy**, v. 32, p. 1543-1559, 2007.

WENZEL, H.; HAUSCHILD, M.; ALTING, L. **Environmental Assessment of Products** – Volume 1: Methodology, tools and case studies in product development. USA: Kluwer Academic Publishers, 1997.

WHITAKER, M. et al. Life cycle greenhouse gas emissions of coal-fired electricity generation – Systematis review and harmonization. **Journal of Industrial Ecology,** v. 16, n. S1, p. S53-S72, 2012.

WHITE, S. W. Net energy payback and CO2 emissions from three midwestern wind farm: an update. **Natural Resources Research,** v. 15, n. 4, p. 271-281, 2006.

WHITE, S. W.; KULCINSKI, G. L. Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO2 gas emission rates from coal, fission, wind, and DT-fusion electrical power plants. **Fusion Engineering and Design,** v. 48, n. 3-4, p. 473–481, 2000.

WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT (WCED). **Our Common Future.** Geneva, Switzerland: WCED, 1987.

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC). **Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment –** A Special Report of the World Energy Council. Inglaterra: WEC, 2004.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO). **Declaration of the World Climate Conference.** 1979. Disponível em: <http://unesdoc.unesco.org/images/0003/000376/037648 eb.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2010.

ZHANG, Y. et al. Life cycle emissions and cost of producing electricity from coal, natural gas, and wood pellets in Ontario, Canada. **Environmental Science & Technology,** v. 44, n. 1, p. 538-544, 2010.

ZHANG, Y. et al. Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada. **Journal Of The Air & Waste Management Association,** v. 57, n. 8, p. 919-933, 2007.

APÊNDICES

Apêndice A – Palavras-chave utilizadas na busca dos estudos

Tabela 19: Critérios de busca dos estudos nas bases de dados selecionadas

	Base de dados	Critérios de busca
Hidroeletricidade	Web of Knowledge	hydropower OR hydroelectric OR hydroelectricity AND "life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (greenhouse gas emission) OR (ghg emission) OR (carbon dioxide emission) OR (co2 emission) OR (carbon emission)
	Science Direct	title-abstr-key (hydropower OR hydroelectric OR hydroelectricity) AND title-abstr-key ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (greenhouse gas emission) OR (ghg emission) OR (carbon dioxide emission) OR (co2 emission) OR (carbon emission))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (hydropower OR hydroelectric OR hydroelectricity) AND TITLE-ABS-KEY ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (greenhouse gas emission) OR (ghg emission) OR (carbon dioxide emission) OR (co2 emission) OR (carbon emission))
Energia eólica	Web of Knowledge	wind AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) AND "life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abstr-key (wind) AND title-abstr-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant)) AND title-abstr-key ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (wind) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant)) AND TITLE-ABS-KEY ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
Energia nuclear	Web of Knowledge	nuclear AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) AND "life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abstr-key (nuclear) AND title-abstr-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant)) AND title-abstr-key ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (nuclear) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant)) AND TITLE-ABS-KEY ("life cycle assessment" OR "life cycle analysis" OR lca OR "life cycle inventory" OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))

continua

continuação

	Base de dados	Critérios de busca
Termeletricidade a carvão mineral	Web of Knowledge	coal AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power AND “life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abs-key (coal) AND title-abs-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND title-abs-key (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (coal) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND TITLE-ABS-KEY (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
Termeletricidade a gás natural	Web of Knowledge	natural gas AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power AND “life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abs-key (natural gas) AND title-abs-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND title-abs-key (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (natural gas) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND TITLE-ABS-KEY (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
Termeletricidade a óleo combustível	Web of Knowledge	fuel oil AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power AND “life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abstr-key (fuel oil) AND title-abstr-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND title-abstr-key (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (fuel oil) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND TITLE-ABS-KEY (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))

continua

conclusão

	Base de dados	Critérios de busca
Termeletricidade a óleo diesel	Web of Knowledge	diesel oil AND power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power AND “life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor)
	Science Direct	title-abstr-key (diesel oil) AND title-abstr-key (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND title-abstr-key (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))
	Scopus	TITLE-ABS-KEY (diesel oil) AND TITLE-ABS-KEY (power OR energy OR electricity OR (electric energy) OR (electric power) OR (power plant) OR thermo$power) AND TITLE-ABS-KEY (“life cycle assessment” OR “life cycle analysis” OR lca OR “life cycle inventory” OR lci OR (life cycle greenhouse gas emission) OR (life cycle ghg emission) OR (life cycle carbon dioxide emission) OR (life cycle co2 emission) OR (life cycle carbon emission) OR (life cycle emission factor))

Apêndice B – Usinas hidrelétrica existentes no SIN no ano de 2010

Tabela 20: Usinas hidrelétricas existentes no SIN no ano de 2010

Usina	Proprietário	Localização	Potência instalada (MW)	Regime de operação
Samuel	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Porto Velho - RO	217	R
Rondon II	Eletrogoes S/A	Pimenta Bueno - RO	74	F
Manso	Furnas Centrais Elétricas S/A Produtores Energéticos de Manso S/A	Chapada dos Guimarães - MT Rosário Oeste - MT	211	R
Cana Brava	Tractebel Energia S/A	Cavalcante - GO Minaçu - GO	450	F
Jauru	Cinco Estrelas Agropecuária e Participações Ltda Queiroz Galvão Energética S/A	Indiavaí - MT Jauru - MT	122	F
Guaporé	Mineração Santa Elina Indústria e Comércio S/A; Tangará Energia S/A	Pontes e Lacerda - MT	124	F
Itiquira 1 e 2	Itiquira Energética S/A	Itiquira - MT	156	F
Ponte de Pedra	Tractebel Energia S/A	Itiquira - MT Sonora - MS	176	F
Corumbá I	Furnas Centrais Elétricas S/A	Caldas Novas - GO Corumbaíba - GO	375	R
Corumbá III	Energética Corumbá III S/A Geração CIII S/A	Luziânia - GO	96	R
Corumbá IV	Corumbá Concessões S/A	Luziânia - GO	127	R
Queimado	CEB Participações S/A CEMIG Geração e Transmissão S/A	Cristalina - GO Unaí - MG	105	R
Espora	Espora Energética S/A	Aporé - GO Serranópolis - GO	32	R
Caçu	Gerdau Aços Longos S/A	Caçu - GO	65	R
Salto	Rio Verde Energia S/A	Caçu - GO Itarumã - GO	116	F
B. dos Coqueiros	Gerdau Aços Longos S/A	Cachoeira Alta - GO	90	R
Salto do Rio Verdinho	Companhia Brasileira de Alumínio	Caçu - GO Itarumã - GO	93	F
J. L.M. de Godoy Pereira (Foz do R.Claro)	Foz do Rio Claro Energia S/A	Caçu - GO São Simão - GO	68	F
Cachoeira Dourada	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada – MG; Itumbiara - GO	658	F
Serra do Facão	Serra do Facão Energia S/A	Catalão - GO Davinópolis - GO	213	R
Curuá-Uná	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Santarém - PA	30	R
Tucuruí	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Tucuruí - PA	8370	R
Boa Esperança	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Guadalupe - PI S. João dos Patos - MA	237	R
Lajeado	CEB Lajeado S/A; Investco S/A; Lajeado Energia S/A; Paulista Lajeado Energia S/A	Miracema do Tocantins - TO Palmas - TO	903	F
Sobradinho	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Sobradinho - BA	1050	R
Paulo Afonso I	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL Paulo Afonso - BA	180	F
Paulo Afonso II			443	F
Paulo Afonso III			794	F
Paulo Afonso IV			2462	F

continua

continuação

Usina	Proprietário	Localização	Potência instalada (MW)	Regime de operação
Apolônio Sales	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL Santa Brígida - BA	400	F
Xingó	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Canindé de São Francisco-SE; Piranhas-AL	3162	F
Peixe Angical	Enerpeixe S/A	Peixe – TO; S. Salvador do Tocantins - TO	499	R
Serra da Mesa	Furnas Centrais Elétricas S/A	Cavalcante - GO Minaçu - GO	1275	R
São Salvador	Companhia Energética São Salvador	Paranã-TO; S. Salvador do Tocantins - TO	243	F
Pedra do Cavalo	Votorantim Cimentos N/NE S/A	Cachoeira – BA Gov. Mangabeira - BA	162	R
Irapé	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Berilo-MG Grão Mogol -MG	360	R
Três Marias	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Três Marias - MG	396	R
Retiro Baixo	Retiro Baixo Energética S.A	Curvelo-MG; Pompéu - MG	82	R
Baguari	Baguari Energia S.A. Baguari I Geração de Energia Elétrica S/A	Alpercata - MG Fernandes Tourinho-MG; Gov. Valadares – MG; Iapu – MG; Periquito – MG; Sobrália - MG	141	F
Santa Clara	Companhia Energética Santa Clara	Nanuque - MG Serra dos Aimorés-MG	60	F
Emborcação	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Cascalho Rico - MG Catalão - GO	1192	R
Amador Aguiar 1 (Capim Branco I)	Cemig Capim Branco Energia S/A Comercial e Agrícola Paineiras Ltda Companhia Vale do Rio Doce Votorantim Metais Zinco S/A	Araguari - MG Uberlândia - MG	244	R
Amador Aguia 2 (Capim Branco II)	Cemig Capim Branco Energia S/A Comercial e Agrícola Paineiras Ltda Companhia Vale do Rio Doce	Araguari - MG Uberlândia - MG	210	F
Nova Ponte	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Nova Ponte - MG	510	R
Miranda	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Indianópolis - MG Uberlândia - MG	408	R
Porto Estrela	CEMIG Geração e Transmissão S/A Companhia Vale do Rio Doce Coteminas S.A.	Açucena – MG Braúnas - MG Joanésia - MG	112	R
Sá Carvalho	Sá Carvalho S/A	Antônio Dias - MG	78	F
Risoleta Neves	Companhia Vale do Rio Doce Novelis do Brasil Ltda	Rio Doce - MG S. Cruz do Escalvado -MG	140	F
Salto Grande	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Braúnas - MG	102	F
Aimorés	CEMIG Geração e Transmissão S/A Vale S/A	Aimorés - MG Baixo Guandu - ES	330	F
Mascarenhas	Energest S/A	Aimorés - MG Baixo Guandu - ES	189	F
Ilha Solteira	Companhia Energética de São Paulo	Ilha Solteira - SP Selvíria - MS	3444	R
Três Irmãos	Companhia Energética de São Paulo	Pereira Barreto - SP	808	R
Jupiá	Companhia Energética de São Paulo	Castilho – SP Três Lagoas - MS	1551	F

continua

continuação

Usina	Proprietário	Localização	Potência instalada (MW)	Regime de operação
São Simão	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Santa Vitória - MG São Simão - GO	1710	R
Água Vermalha	AES Tietê S/A	Indiaporã - SP; Iturama - MG; Ouroeste - SP	1396	R
Marimbondo	Furnas Centrais Elétricas S/A	Fronteira - MG Icém - SP	1440	R
Porto Colômbia	Furnas Centrais Elétricas S/A	Guaíra - SP Planura - MG	319	F
Igarapava	Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração Ltda CEMIG Geração e Transmissão S/A Companhia Siderúrgica Nacional Companhia Vale do Rio Doce Votorantim Metais Zinco S/A	Conquista - MG Igarapava - SP	210	F
Volta Grande	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Conceição das Alagoas -MG; Miguelópolis-SP	380	F
Estreito (L. C. B. de Carvalho)	Furnas Centrais Elétricas S/A	Pedregulho - SP Sacramento - MG	1048	F
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S/A	São João Batista do Glória - MG; São José da Barra - MG	1216	R
M. Mascarenhas de Moraes	Furnas Centrais Elétricas S/A	Delfinópolis - MG Ibiraci - MG	492	R
Limoeiro	AES Tietê S/A	S. J. do Rio Pardo - SP	32	F
Euclides da Cunha	AES Tietê S/A	S. J. do Rio Pardo - SP	109	F
Funil Grande	CEMIG Geração e Transmissão S/A Companhia Vale do Rio Doce	Lavras - MG Perdões - MG	180	F
Itutinga	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Itutinga - MG Nazareno - MG	52	F
Picada	Votorantim Metais Zinco S/A	Juiz de Fora - MG	50	F
Sobragi	Siderúrgica Barra Mansa S/A	Belmiro Braga - MG Simão Pereira - MG	60	F
Rosal	Rosal Energia S/A	Bom Jesus do Itabapoana – RJ Guaçuí – ES; São José do Calçado - ES	55	F
Porto Primavera	Companhia Energética de São Paulo	Anaurilândia - MS Teodoro Sampaio - SP	1540	R
N. Avanhandava	AES Tietê S/A	Buritama - SP	347	F
Promissão	AES Tietê S/A	Ubarana - SP	264	R
Ibitinga	AES Tietê S/A	Ibitinga - SP	131	F
Caconde	AES Tietê S/A	Caconde - SP	80	R
Camargos	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Itutinga - MG Nazareno - MG	46	R
Ilha dos Pombos	Light Energia S/A	Além Paraíba - MG Carmo - RJ	187	F
Rosana	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Diamante do Norte – PR; Rosana - SP	354	F
Taquaruçu	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Sandovalina - SP Santa Inês - PR	525	F
Capivara	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Porecatu - PR Taciba - SP	619	R

continua

continuação

Usina	Proprietário	Localização	Potência instalada (MW)	Regime de operação
Canoas I	Companhia Brasileira de Alumínio Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Cândido Mota - SP Itambaracá - PR	80	F
Canoas II	Companhia Brasileira de Alumínio Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Andirá - PR Palmital - SP	72	F
Bariri	AES Tietê S/A	Boracéia - SP	137	F
Barra Bonita	AES Tietê S/A	Barra Bonita - SP	141	R
Funil	Furnas Centrais Elétricas S/A	Itatiaia-RJ; Resende-RJ	216	R
Fontes Nova	Light Energia S/A	Piraí - RJ	130	F
Nilo Peçanha	Light Energia S/A	Piraí - RJ	378	F
Pereira Passos	Light Energia S/A	Piraí - RJ	99	F
Ourinhos	Companhia Brasileira de Alumínio	Jacarezinho - PR Ourinhos - SP	44	F
Chavantes	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Chavantes - SP Ribeirão Claro - PR	414	R
Pirajú	Companhia Brasileira de Alumínio	Piraju - SP	81	F
Jurumirim	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A	Cerqueira César - SP	101	R
Jaguari	Companhia Energética de São Paulo	Jacareí - SP	28	R
Santa Branca	Light Energia S/A	Jacareí - SP Santa Branca - SP	56	R
Paraibuna	Companhia Energética de São Paulo	Paraibuna - SP	85	R
Itaipu	Itaipu Binacional	Foz do Iguaçu - PR	7000	F
Henry Borden	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A	Cubatão - SP	889	F
Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Foz do Jordão - PR Pinhão - PR	120	F
Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Candói-PR; Pinhão-PR	120	R
Gov. Parigot de Souza	Copel Geração e Transmissão S.A	Antonina - PR	260	R
Governador José Richa	Copel Geração e Transmissão S.A	Capitão Leônidas Marques-PR; Realeza-PR; Salto do Lontra-PR	1240	F
Salto Osório	Tractebel Energia S/A	Quedas do Iguaçu - PR	1078	F
Salto Santiago	Tractebel Energia S/A	Saudade do Iguaçu-PR	1420	R
Segredo (Gov. Ney Aminthas de Barros Braga)	Copel Geração e Transmissão S.A.	Guarapuava - PR Mangueirinha - PR Pinhão - PR	1260	R
Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Copel Geração e Transmissão S.A.	Guarapuava - PR Mangueirinha - PR Pinhão - PR	1676	R
Monjolinho	Monel Monjolinho Energética S/A	Faxinalzinho - RS Nonoai - RS	74	F
Foz do Chapecó	Foz do Chapecó Energia S/A	Águas de Chapecó - SC Alpestre - RS	855	F
Quebra Queixo	Companhia Energética Chapecó	Ipuaçu - SC São Domingos - SC	122	R
Itá	Itá Energética S/A; Tractebel Energia S/A	Aratiba – RS; Itá - SC	1450	F

continua

conclusão

Usina	Proprietário	Localização	Potência instalada (MW)	Regime de operação
Machadinho	Alcoa Alumínio S/A; Companhia Brasileira de Alumínio; Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica; Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas; InterCement Brasil S.A; Tractebel Energia S/A; Valesul Alumínio S/A; Votorantim Cimentos S.A.	Maximiliano de Almeida - RS Piratuba - SC	1140	R
Campos Novos	Campos Novos Energia S/A.	Abdon Batista - SC Anita Garibaldi - SC Campos Novos - SC Celso Ramos - SC	880	R
Passo Fundo	Tractebel Energia S/A	Entre Rios do Sul - RS	229	R
Passo Real	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Salto do Jacuí - RS	158	R
Monte Claro	Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves - RS Veranópolis - RS	130	F
Castro Alves	Companhia Energética Rio das Antas	Nova Pádua - RS Nova Roma do Sul - RS	131	F
14 de Julho	Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves - RS Cotiporã - RS	101	F
Barra Grande	Energética Barra Grande S/A	Anita Garibaldi - SC Esmeralda - RS	698	R
Salto Pilão	Companhia Brasileira de Alumínio Companhia Geração de Energia Pilão DME Energética S.A	Apiúna - SC Ibirama - SC Lontras - SC	182	F
Jacuí	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Salto do Jacuí - RS	180	F
Dona Francisca	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Dona Francisca Energética S/A	Agudo - RS Nova Palma - RS	125	F
Itaúba	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Pinhal Grande - RS	500	F
Itumbiara	Furnas Centrais Elétricas S/A	Araporã - MG Itumbiara - GO	2081	R
Itapebi	Itapebi Geração de Energia S/A	Itapebi - BA	450	F
Guilman-Amorim	Arcelor Mittal Brasil S.A Samarco Mineração S/A	Antônio Dias - MG Nova Era - MG	140	F
Salto Grande (L. Nogueira Garcez)	Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Cambará - PR Salto Grande - SP	74	F
Luiz Gonzaga (Itaparica)	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Glória - BA Jatobá - PE	1480	R
Jaguara	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Rifaina - SP Sacramento - MG	424	F
Balbina	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	Pres. Figueiredo - AM	250	R
Coaracy Nunes	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.	Ferreira Gomes - AP Macapá - AP	77	R

Legenda: R – reservatório, F – fio d'água. Fonte: ONS (2011a,b); ANEEL (2011)

Apêndice C – Extração dos dados dos estudos selecionados para a meta-análise

Tabela 21: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia eólica, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Vestas (2011a)	Inglaterra/Alemanha Fabricantes Usina hipotética (25 turbinas de 2MW) Método CML GWP 100 anos – CO_2, CH_4, N_2O Cenários: 1 e 2 – mudança no tempo de vida útil	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	50	20	47	207	-	80	7,60[a, b]
				16					9,20 (cen. 1)
				24					6,10 (cen. 2)
Vestas (2011b)	Inglaterra/Alemanha Fabricantes Usina hipotética (25 turbinas de 2MW) Método CML GWP 100 anos Velocidade do vento: 7,0m/s Cenários: 1 e 2 – mudança no tempo de vida útil; 3 velocidade do vento média; 4 – velocidade do vento alta	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	50	20	36	156	-	80	9,70[a, b]
				16					12,20 (cen. 1)
				24					8,10 (cen. 2)
				20	-	-			8,00 (cen. 3)
				20	-	-			7,20 (cen. 4)
Vestas (2011c)	Inglaterra/Alemanha Fabricantes Usina hipotética (28 turbinas de 1,8MW) Método CML GWP 100 anos Velocidade do vento: 7,0m/s Cenários: 1 e 2 – mudança no tempo de vida útil; 3 – velocidade do vento média	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	50	20	43	188	-	80	9,30[a, b]
				16					11,70 (cen. 1)
				24					7,80 (cen. 2)
				20	-	-			8,00 (cen. 3)
Vestas (2011d)	Fabricantes Usina hipotética (33 turbinas de 3MW) Métodos CML e USETox	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	100	20	43	376	-	84	6,33[a, b, c]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Karamanis (2011)	Grécia Literatura e base de dados nacional Turbinas hipotéticas Velocidade do vento: 4,72 – 5,22m/s	Manufatura Construção Operação Manutenção	0,33	20	20	0,58	33	50	73,69
			0,6		14	0,74	44	50	90,05
			0,8		20	1,40	48	50	59,78
			0,85		11	0,82	52	50	107,64
			0,9		15	1,18	44	50	78,25
			1		12	1,05	54	50	96,37
			1,5		26	3,42	83	80	42,48
			1,5		21	2,76	70	100	52,59
			2		23	4,03	80	100	46,88
			2		27	4,73	82	100	39,94
			2,5		19	4,16	80	100	55,93
Chen, Yang e Zhao (2011)	China Literatura e fabricantes das turbinas Usina eólica em operação (24 turbinas de 1,25MW) Análise *Input/Output* Velocidade do vento: 7m/s	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	30	20	25	65	64	68	7,59
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usinas eólicas em operação Método CML 2001 GWP 100 anos – CO_2, CH_4, N_2O	Manufatura Construção Operação Transporte Descomissionamento	23	-	23	45	-	-	18,00[b]
Crawford (2009)	Austrália Fabricantes dos componentes da turbina, bases de dados SimaPro da Austrália,tabela *Input/Output* da Austrália Turbinas hipotéticas Análise híbrida baseada em *Input/Output* Velocidade do vento: 7,75m/s	Manufatura Construção Operação Manutenção	0,85	20	34	3	52	60	34,84
			3		33	9	90	80	31,89

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Tremeac e Meunier (2009)	França Projeto ECLIPSE e literatura Turbina hipotética Método Impact 2002+ GWP 500 anos Cenários: 1 – distâncias de transporte dobram, 2 – transporte por trem, 3 – transporte por trem e fator de capacidade igual a 40%	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	4,5	20	30	12	113	124	15,80[a]
					30	12			21,20 (cen. 1)
					30	12			12,10 (cen. 2)
					40	16			8,40 (cen. 3)
Rule, Worth e Boyle (2009)	Nova Zelândia Literatura, SimaPro 7 Usina em operação (55 turbinas de 1,65MW) Análise híbrida Somente CO_2	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	90,75	100	45	309	-	-	3,00
Martínez et al. (2009)	Espanha Eco-invent v.1.3, fabricantes dos componentes da turbina Turbina em operação Método CML Leiden 2000 GWP 100 anos Cenários: realização de mais manutenção, aumento de 10% em materiais e energia, reciclagem da metade do material da desmontagem, reciclagem de 80% do compósito das pás	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	2	20	23	4	80	70	6,58[a]
									6,20 (cen. – mínimo
									9,29 (cen. – máximo)
Lee e Tzeng (2008)[d]	Taiwan Literatura e fabricantes das turbinas eólicas Usinas em operação (usina 1: 4 turbinas de 0,66MW; usina 2: 4 turbinas de 0,6MW; usina 3: 2 turbinas de 1,75MW; fator de capacidade médio:33%) Somente CO_2	Manufatura Operação Transporte Descomissionamento	2,64	20	31	22,8	44	45	3,60[a]
			2,40		43		47	46	
			3,50		19		60	60	

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Ardente et al. (2008)	Itália Companhia elétrica, bases de dados nacionais, literatura Usina em operação (11 turbinas de 0,66MW)	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	7,26	20	19	12	50	55	14,80
Vestas (2006a)	Dinamarca Base de dados e fabricantes Método EDIP Usina hipotética (182 turbinas de 1,65MW) GWP 100 anos Velocidade do vento: 7,38m/s	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	300	20	41	1072	80	80	7,05[b]
Vestas (2006b)	Dinamarca Base de dados e fabricantes Usina hipotética (100 turbinas de 3,0MW) Método EDIP 1997 GWP 100 anos	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	300	20	30	789	-	105	4,64
White (2006)	Estados Unidos Fabricantes e literatura Usinas em operação (usina 1: 73 turbinas de 0,3425MW; usina 2: 143 turbinas de 0,75MW; usina 3: 2 turbinas de 0,6MW) Velocidade do vento (m/s): 8; 8m/s; 5,5 respectivamente	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	25	25	26	56	32	36	13,80[a]
			107	30	29	269	45	48	17,80[a]
			1,2	20	20	2	45	59	34,30[a]
Pehnt (2006)	Alemanha Software Umberto Turbina hipotética GWP 100 anos – CO_2: 1, CH_4: 21, N_2O: 310	Manufatura Operação Manutenção Descomissionamento	1,5	-	-	-	-	-	11,00[b]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Hondo (2005)	Japão Literatura Turbinas hipotéticas Análise híbrida GWP 100 anos – CO_2: 1, CH_4: 21	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte	0,3	30	20	0,53	-	-	29,40[a]
				10	20	0,53			72,00
				20	20	0,53			40,00
				50	20	0,53			21,00
				100	20	0,53			15,00
				30	15	0,39			39,00
				30	17	0,45			35,00
				30	23	0,60			26,00
				30	25	0,66			24,00
			0,4	30	20	0,70			20,40[a]
				10	20	0,70			49,00
				20	20	0,70			27,00
				50	20	0,70			15,00
				100	20	0,70			10,00
				30	15	0,53			27,00
				30	17	0,60			24,00
				30	23	0,81			18,00
				30	25	0,88			16,00
Jungbluth et al. (2005)	Europa Ecoinent v.1.1 – 2004 Turbina em operação *Process chain analysis* GWP 100 anos Tempo de vida útil: assume tempo diferente para as partes móveis e fixas	Manufatura Construção Operação Transporte Descomissionamento	0,8	40/20	20	1,40	50	50	11,00

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Lenzen e Wachsmann (2004)	Brasil e Alemanha Literatura, Ministério de Minas e Energia, tabelas de *Input/Output* para Alemanha Turbinas hipotéticas Análise híbrida Somente CO_2 Cenários – 1: produção e operação na Alemanha; 2: produção (exceto fundação) na Alemanha e operação no Brasil; 3: produção do gerador e nacelle na Alemanha, produção das partes restantes e operação no Brasil; 4: produção e operação no Brasil; 5: produção e operação no Brasil, considerando a utilização de aço reciclado. Para cada cenário, a localização da turbina varia em costa (c), proximo a costa (pc) e continente (t).	Manufatura Construção Operação Transporte	0,6	20	25	1,30	40 - 44	44 (c)	45,00 (cen. 1)
					26	1,37		55 (c)	48,00 (cen. 1)
					20	1,06		55 (pc)	61,00 (cen. 1)
					15	0,80		55 (t)	81,00 (cen. 1)
					17	0,88		65 (t)	77,00 (cen. 1)
					68	3,56		44 (c)	15,00 (cen. 2)
					71	3,75		55 (c)	16,00 (cen. 2)
					55	2,91		55 (pc)	20,00 (cen. 2)
					42	2,20		55 (t)	27,00 (cen. 2)
					27	1,42		65 (t)	26,00 (cen. 2)
					68	3,56		44 (c)	8,00 (cen. 3)
					71	3,75		55 (c)	8,00 (cenário 3)
					55	2,91		55 (pc)	10,00 (cen. 3)
					42	2,20		55 (t)	13,00 (cen. 3)
					27	1,42		65 (t)	12,00 (cen. 3)
					68	3,56		44 (c)	3,00 (cen. 4)
					71	3,75		55 (c)	3,00 (cen. 4)
					55	2,91		55 (pc)	3,00 (cen. 4)
					42	2,20		55 (t)	4,00 (cen. 4)
					27	1,42		65 (t)	4,00 (cen. 4)
					68	3,56		44 (c)	2,00 (cen. 5)
					71	3,75		55 (c)	2,00 (cen. 5)
					55	2,91		55 (pc)	2,00 (cen. 5)
					42	2,20		55 (t)	3,00 (cen. 5)
					27	1,42		65 (t)	3,00 (cen. 5)
Vestas (2004)	Dinamarca Fabricante e usina Usina hipotética (8 turbinas de 2MW) CO_2, CH_4, N_2O	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissio-namento	16	20	32	45	-	78	7,00[a, b, c]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Pacca e Horvath (2002)	Estados Unidos Tabela *Input/Output* para os Estados Unidos Usina hipotética (4480 turbinas de 0,6 MW) Análise econômica *Input/Output* CO_2, CH_4, N_2O Velocidade do vento: 6,5m/s	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte	2688	20	23	5500	-	-	7,27
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	Bélgica Literatura e fabricantes das turbinas Turbinas hipotéticas *Process chain* e *input-output analysis* Cenários (variando tipo de análise e localização da turbina) – 1: PCA-costa; 2: PCA-continente; 3: IOA-costa; 4: IOA-continente	Manufatura Construção Operação Manutenção Descomissionamento	0,15 – 1,5	20	34	2,47	-	-	9,20 (cen. 1)
					11	0,80	-	-	27,00 (cen. 2)
			0,6		34	1,79	-	-	7,90 (cen. 3)
					11	0,58	-	-	24,00 (cen. 4)
Schleisner (2000)	Dinamarca Literatura Usina em operação (18 turbinas de 0,5MW) Somente CO_2	Manufatura Construção Operação Transporte Descomissionamento	9	20	25	20	-	42	9,70
White e Kulcinski (2000)	Estados Unidos Literatura e fabricantes Usina em operação Análise híbrida Somente CO_2	Manufatura Construção Operação Manutenção Descomissionamento	25	25	24	53	-	-	14,60[a]
European Commission (1999)	Alemanha Operador da usina e base de dados Usina em operação (45 turbinas de 0,25MW) CO_2, CH_4, N_2O	Manufatura Construção Operação Manutenção Transporte Descomissionamento	11,25	20	25	24	-	-	6,98[b, c]

continua

conclusão

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$Ø_{rotor}$ (m)	H_{torre} (m)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
European Commission (1995c)	Inglaterra Literatura Turbina hipotética Somente CO_2 Exclui outras fases do ciclo de vida por julgar que são insignificantes para o cálculo das externalidades	Manufatura (materiais e componentes)	0,4	20	30	0,7	-	-	9,10

Legenda: cen. – cenário, FC – fator de capacidade, $Ø_{rotor}$ – diâmetro do rotor, H_{torre} – altura da torre. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida. [b] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa. [c] O estudo fornece os resultados de emissão separados para cada gás, mas não o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo da emissão em gCO_2eq/kWh em cada etapa e para o ciclo de vida total foram considerados os GWPs 1, 25 e 298 para o CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente. [d] O estudo avalia um conjunto de turbinas de potência e fator de capacidade diversos, sendo considerado um fator de capacidade médio de 33% para a harmonização.

Tabela 22: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia nuclear, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO2eq/kWh)
Fthenakis e Kim (2007)	Estados Unidos Literatura e base de dados nacionais Usina em operação *Process chain analysis* e ACV híbrida CO_2, CH_4, N_2O, CFC Cenário 1: *Process chain analysis* e uranium ore grade 12,7%U; Cenário 2: ACV híbrida e uranium ore grade 0,05%U	Mineração Beneficiamento Conversão Enriquecimento Fabricação Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	1100	-	-	-	-	16,00 (cen. 1) 55,00 (cen. 2)
Lee, Lee e Hur (2004)	Coréia Usinas em operação Somente CO_2	Mineração Beneficiamento Conversão Enriquecimeto Fabricação	-	-	-	68218	34	2,77[a]
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	Bélgica Fabricante, tabela *Input/Output* da Bélgica com atualizações Cenário: 1 – *Process chain analysis*; 2 – análise *Input/Output*	Manufatura Construção Manutenção Descomissionamento	1000	40	87	7621	-	1,80 4,00
Rashad e Hammad (2000)	Não fornece localização específica Literatura Somente CO_2	Manufatura Fabricação dos componentes Construção Operação *Backend* process	1100	30	75	7227	-	26,39[a]
White e Kulcinski (2000)	Estados Unidos Somente CO_2	Manufatura Mineração Enriquecimento Transporte Operação Manutenção Descomissionamento	1000	40	75	6570	-	15,01[a]

continua

conclusão

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, turbina x usina eólica em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
European Commission (1999)	Bélgica Literatura Usina hipotética Somente CO_2	Mineração Beneficiamento Conversão Enriquecimento Fabricação Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	900	-	85	6701	31	4,80
	Alemanha Literatura Usina hipotética Somente CO_2	Mineração Beneficiamento Conversão Enriquecimento Fabricação Operação Disposição dos resíduos	1375	40	89	10725	-	19,70

Legenda: FC – fator de capacidade, cen. - cenário. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida.

Tabela 23: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a carvão mineral, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Sebastián, Royo e Gómez (2011)	Espanha SimaPro 7.1 adaptado para características espanholas Usina em operação CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Condicionamento Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição das cinzas	-	350	40	77	2361	37	1146,42[a]
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usina em operação Método CML 2001 GWP 100 anos - CO_2, CH_4, N_2O Fator de capacidade médio: 77%	Mineração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	-	2600	-	79	17931	36	1093,00[b]
			-	2100		75	13875		
Schreiber et al. (2010)	Alemanha Ecoinvent 2.01 Usinas em operação Método CML 2001	Mineração Transporte Condicionamento Operação Disposição dos resíduos	sim	24200	40	70	148000	39	948,00
									1039,00
								43	847,00
									927,00
				21600	50	84	158000	36	983,00
									1032,00
								41	863,00
									906,00
Wang et al. (2010)	China Literatura Usina em operação Somente CO_2	Mineração Transporte Construção Operação Descomissionamento	não	600	30	68	3600	39	747,72[a]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Zhang et al. (2010)	Canadá Usina em operação Ministério de Energia e Infraestrutura de Ontário e *Ontario Power Generation* CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Processamento Transporte Operação	-	215	-	34	640	33	1194,00[a, b, d]
Odeh e Cockerill (2008a)	Inglaterra Literatura e UK Coal Drax Power, SimaPro 5.0 Usina em operação *Material based analysis* GWP 100 anos CO_2 – 1; CH_4 – 21 Cenários – 1: aumento da eficiência; 2: aumento do fator de capacidade; 3: troca de carvão betuminoso por linhito	Mineração Limpeza Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos Recuperação da terra	sim	660	40	80	4625	35	989,60[a]
			sim			80	4625	45	902,90 (cen. 1)
			sim			90	5203	35	986,50 (cen. 2)
			sim			80	4625	35	1189,90 (cen. 3)
Odeh e Cockerill (2008b)	Inglaterra Base de dados EcoInvent e tabela de *Input/Output* da Inglaterra Usina em operação ACV híbrida CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos (aterro/reciclagem)	sim	500	30	75	3285	35	984,00
Zhang et al. (2007)	Canadá Literatura, bases de dados, Ontario Ministry of the Environment Usina em operação CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Processamento Transporte Operação	-	-	-	59	-	34	1410,00[a]
Heller et al. (2004)	Estados Unidos Literatura e Departamento de Energia EUA Usina em operação GWP 100 anos	Mineração Processamento Transporte Operação	sim	96	-	88	694	34	978,00[a]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Lee, Lee e Hur (2004)	Coréia Ministério do Comércio Indústria e Energia, literatura Usinas em operação Somente CO_2	Mineração Processamento Transporte Operação	não	-	-	-	5591	34	1154,50[a]
May e Brennan (2003)	Australia Literatura, indústria, centro de pesquisas, departamentos do estado CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Transporte Operação Transmissão	-	-	-	-	-	33	1045,16[a, b, c]
			-	-	-	-	-	27	1184,59[a, b, c]
Pacca e Horvath (2002)	Estados Unidos Tabela *Inpu/Output* dos Estados Unidos Usina hipotética Análise econômica *Inpu/Output* CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Processamento Transporte Construção Operação Manutenção	-	1000	20	63	5500	-	818,18
White e Kulcinski (2000)	Estados Unidos Literatura Usina hipotética ACV híbrida Somente CO_2	Mineração Processamento Transporte Construção Operação Demolição Disposição das cinzas	não	1000	40	75	6570	-	974,00[a]
Hartmann e Kaltschmitt (1999)	Alemanha Dados primários Usina em operação CO_2 - 1, CH_4 - 21, N_2O - 310	Mineração Processamento Transporte Construção Operação Manutenção Descomissionamento Disposição dos resíduos Recuperação da terra	sim	509	30	57	2542	43	931,00[b]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Spath, Mann e Kerr (1999)	Estados Unidos Literatura e fabricantes Usinas hipotéticas GWP 100 anos - CO_2 - 1, CH_4 - 21, N_2O - 310	Mineração Beneficiamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	360	30	60	1892	32	1040,55 [a, b]
				425		60	2234	35	959,96 [a, b]
				404		60	2123	42	756,36 [a, b]
European Commission (1999)	Finlândia Literatura e usina Usina em operação GWP 100 anos - CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Processamento Transporte Operação	sim	560	-	74	3630	47	871,07 [b, d]
European Commission (1999)	Alemanha Literatura e usina Usina hipotética e usina em operação CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	sim	600	35	74	3900	43	910,55 [a, b, d]
				800			5200	40	1061,34 [a, b, d]
European Commission (1999)	Espanha Literatura Usina hipotética Somente CO_2	Mineração Beneficiamento Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	não	1050	24	82	7500	33	1025,91 [a]

continua

conclusão

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
European Commissiona (1995a)	Inglaterra Literatura Usinas hipotéticas CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Beneficiamento Transporte Operação Disposição dos resíduos	sim	1710	40	76	11384	41	970,38 [b, d] 982,30 [b, d]
	Alemanha Literatura Usina hipotética CO_2, CH_4	Mineração Beneficiamento Transporte Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	sim	626,9	37	45,78	2510	41	1169,20 [a, b, d]
	Alemanha Usina hipotética CO_2, CH_4, N_2O	Mineração Transporte Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	sim	589	35	74,2	3828	36	1150,21 [a, b, d]

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. – eficiência térmica, cen. - cenário. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida. [b] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa. [c] A parcela de emissão referente à transmissão da eletricidade foi desconsiderada. [d] O estudo fornece os resultados de emissão separados para cada gás, mas não o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo da emissão em gCO_2eq/kWh em cada etapa e para o ciclo de vida total foram considerados os GWPs 1, 25 e 298 para o CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente.

Tabela 24: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a gás natural, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Singh, StrØmman e Hertwich (2011a)	Ciclo combinado Estados Unidos Base de dados Ecoinvet v2 2007 e Tabela de *Input/Output* dos Estados Unidos Usina hipotética ACV híbrida CO_2, CH_4, N_2O, CO	Extração Processamento Transporte Construção Operação Tratamento e disposição dos resíduos	-	400	25	91	3189	58	420,00
Singh, StrØmman e Hertwich (2011b)	Ciclo combinado Norway Ecoinvet database v2 2007 e base de dados da Noruega 2000 Usina hipotética ACV híbrida CO_2, CH_4, N_2O, CO	Extração Processamento Transporte Construção Operação Tratamento e disposição dos resíduos	-	400	25	91	3189	55	459,00
Piemonte et al. (2011)	Ciclo simples Itália Ecoinvent v. 2.0 Usinas em operação Método Ecoindicator 99	Extração Processamento Transporte Construção Operação	-	340	-	-	-	30	934,00
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	Ciclo combinado México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usina em operação Método CML 2001 GWP 100 anos - CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	11590	-	67	91064	45	468,00[b]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Zhang et al. (2010)	Ciclo combinado Canadá Ministério de Energia e Infraestrtura de Ontario e *Ontario Power Generation* Usina hipotética CO_2, CH_4, N_2O Cenários (perda de gás no ciclo de vida) - 1: 0,25%; 2: 1,32%	Extração Processamento Transporte Operação	sim	400	-	55	1927	53	386,00[a, b]
			sim		-		1927		414,00[a, b]
Phumpradab, Gheewala e Sagisaka (2009) [d]	Ciclo combinado e thermal plant Tailândia Usina e literatura Usina em operação EDIP 1997 CO_2, CH_4, N_2O, CO	Extração Processamento Transporte Operação	sim	1380	-	-	-	44	539,68 [a,b,] (ciclo combinado)
			sim	2300	-	-	-	39	690,30 [a, b] (thermal plant)
Odeh e Cockerill (2008b)	Ciclo combinado Inglaterra Base de dados EcoInvent e tabela de I/O da Inglaterra ACV híbrida	Extração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	500	30	75	3285	50	488,00[a]
Osman e Ries (2007)	Ciclo combinado Estados Unidos Literatura, Usina, base de dados GEMIS Usina hipotética CO_2 – 1, CH_4 – 21, N_2O – 316	Extração Processamento Transporte Operação	-	500	30	-	-	49	445,00[b]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Kannan et al. (2005)	Ciclo combinado Singapura Literatura, Usina, base de dados GEMIS Usina em operação Método EDIP 1997 CO_2 – 1, CH_4 – 21, N_2O – 310	Extração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	367,5	25	83		51	474,00[b]
					25	83		49	464,00
					25	83		50	483,00
					30	83		50	474,00
					20	83		50	474,00
					25	90		50	474,00
					25	70		50	474,00
					25	83		50	470,00
					25	83		50	466,00
					25	83		50	462,00
					25	83		50	474,00
					25	83		50	473,00
Lee, Lee e Hur (2004)	Ciclo combinado Coréia Ministério do Comércio Indústria e Energia, literatura Usinas em operação Somente CO_2	Extração Processamento Transporte Operação	não	-	-	-	22716	36,6	512,30[a]
May e Brennan (2003)	Ciclo simples e ciclo combinado Austrália Literatura, indústria, centro de pesquisas, departamentos do estado GWP 100 anos – CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Operação Transmissão	-	-	-	-	-	35	862,66 [a] (ciclo simples)
			-	-	-	-	-	50	457,54 [a] (ciclo combinado)
Pacca e Horvath (2002)	Ciclo combinado Estados Unidos Tabela *Input/Output* dos Estados Unidos Usina hipotética Análise econômica *Input/Output* CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Construção Operação Manutenção	-	1000	20	63	5500	-	502,41[a]

continua

continuação

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Spath e Mann (2000)	Ciclo combinado Estados Unidos GWP 100 anos - CO_2 - 1, CH_4 - 21, N_2O - 310	Extração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	505	30	80	3539	54	499,44 [a, b]
European Commission (1999)	Ciclo combinado Bélgica Usina em operação	Extração Processamento Transporte Operação	sim	460	-	60	2418	51	409,40 [a]
European Commission (1999)	Ciclo combinado Alemanha Literatura Usina hipotética CO_2, CH_4, N_2O	Extração Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	776	35	740	5054	58	404,90 [a, b, c]
European Commission (1999)	Ciclo combinado Espanha Literatura e fabricantes CO_2, CH_4	Extração Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	624	30	85	4640	52	408,34 [a, b, c]
European Commission (1999)	Ciclo combinado Itália Literatura e fabricantes CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Construção Operação	não	680	25	68	4080	47	448,62 [a, b, c]

continua

conclusão

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Considera emissão de CH_4 fugitivo?	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
European Commission (1999)	Ciclo combinado The Netherlands Usinas em operação CO_2, CH_4	Extração Processamento Transporte Construção Operação Descomissionamento	sim	1669	30	75	10900	52	421,44 [a, b, c]
European Commission (1995b)	Ciclo combinado Inglaterra Literatura e usinas Usina hipotética CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Construção Operação Disposição dos resíduos	sim	652	30	90	5140	51	412,39 [a, b, c]

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. - eficiência térmica. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida. [b] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa. [c] O estudo fornece os resultados de emissão separados para cada gás, mas não o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo da emissão em gCO_2eq/kWh em cada etapa e para o ciclo de vida total foram considerados os GWPs 1, 25 e 298 para o CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente. [d] Desconsiderado a parcela de CO (monóxido de carbono) e total recalculado em gCO_2eq/kWh com base nos GWPs 1, 25, 298 para o CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente.

Tabela 25: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a óleo combustível, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Piemonte et al. (2011)	Itália Base de dados Ecoinvent v. 2.0 Usina em operação Método Ecoindicator 99	Extração Processamento Transporte Refino Construção Operação	1700	-	-	-	30	1134,00
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usina em operação Método CML 2001 GWP 100 anos - CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Refino Construção Operação Descomissionamento	12895	-	46	51931	35	964,00[b]
Hondo (2005)	Japão Companhias de Energia Elétrica Usina hipotética ACV híbrida CO_2 – 1; CH_4 – 21	Extração Processamento Transporte Refino Construção Operação	1000	30	70	6132	36	742,10[a]
							33	809,00
							34	785,00
							35	763,00
							37	722,00
							38	704,00
							39	686,00
Kannan et al. (2004)	Singapura Literatura, Usina, base de dados GEMIS Usina em operação Método EDIP 1997 CO_2 – 1, CH_4 – 21, N_2O – 310	Extração	250	25	70	1512	33	932,00[b]
		Processamento		25	70	1533	34	905,00
		Transporte		25	70	1533	32	961,00
		Refino		30	70	1533	33	931,70
		Construção		20	70	1533	33	932,40
		Operação		25	80	1752	33	932,20
		Descomissionamento		25	70	1533	33	932,50

continua

conclusão

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Efic. (%)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Lee, Lee e Hur (2004)	Coréia Ministério do Comércio Indústria e Energia, literatura Usinas em operação Somente CO_2	Extração Processamento Transporte Operação	-	-	-	9376	37	846,60[a]
European Commission (1999)	Alemanha Usina hipotética Literatura CO_2, CH_4, N_2O	Extração Transporte Refino Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	156	35	8	105	31	936,15 [a, b, c]
European Commission (1999)	Itália Usina em operação Literatura e usina CO_2, CH_4, N_2O	Extração Transporte Refino Operação	607	25	57	3035	40	774,56 [a, b, c]
European Commission (1995b)	Alemanha Usina em operação (ciclo simples) Literatura e usina	Extração Transporte Refino Construção Operação Descomissionamento Disposição dos resíduos	156	35	8	105	31	876,55 [a, b, c]
	Alemanha Usina hipotética (ciclo combinado) Literatura		528	35	74	3431	48	619,93 [a, b, c]

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. - eficiência térmica. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida. [b] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa. [c] O estudo fornece os resultados de emissão separados para cada gás, mas não o valor total em gCO_2eq/kWh. Assim, para o cálculo da emissão em gCO_2eq/kWh em cada etapa e para o ciclo de vida total foram considerados os GWPs 1, 25 e 298 para o CO_2, CH_4 e N_2O respectivamente.

Tabela 26: Estudos selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da termeletricidade a óleo diesel, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Características gerais da usina	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usina em operação Método CML 2001 GWP 100 anos - CO_2, CH_4, N_2O	Extração Processamento Transporte Refino Construção Operação Descomissiona-mento	Potência: 182MW Fator de capacidade: 54% Energia gerada: 854GWh/ano Eficiência: 38%	866[a]

[a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa.

Tabela 27: Estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da hidroeletricidade, incluindo suas características

Referência	Dados Gerais (local, fonte de informação, usina em operação ou hipotética, tipo de análise, método de AICV, GEE/GWP considerados, outras informações)	Ciclo de vida	Potência (MW)	Vida útil (anos)	FC (%)	Energia gerada (GWh/ano)	$V_{reserv.}$ (km^3)	$A_{reserv.}$ (km^2)	Fator de emissão (gCO_2eq/kWh)
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	México Secretaria de Energia do México, Ecoinvent 2004 adaptado às condições mexicanas Usinas hidrelétricas em operação CML 2001 GWP 100 anos – CO_2, CH_4, N_2O Não considera as emissões de GEE dos reservatórios.	Manufatura Construção Operação Transporte Descomissionamento	10.566	-	33	30.305	-	-	12[b]
Ribeiro e da Silva (2010)	Brasil Dados primários, literatura e bases de dados Usina hidrelétrica em operação – Itaipu Nenhum método de AICV aplicado CO_2, CH_4, N_2O Considera as emissões de GEE do reservatório	Manufatura Construção Operação Transporte	12.600	100	85 %	93.428	29	1.350	4,33[a, b]

Legenda: FC – fator de capacidade, $V_{reserv.}$ – volume do reservatório, $A_{reserv.}$ – área do reservatório. [a] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada etapa do ciclo de vida. [b] O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada gás de efeito estufa.

Tabela 28: Estudos de emissões de reservatórios selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da hidroeletricidade, incluindo suas características

Referência	Nome da usina	Características do estudo	Características usina (início da operação; profundidade média do reservatório)	Área do reservatório (km^2)	Volume do reservatório (km^3)	Potência (MW)	Emissão (tCO_2eq/ano)[a]
Roland et al. (2010)	Furnas	Emissões: medidas no reservatório e no rio após a barragem; por difusão. Medidas realizadas em 2006 e 2007. Emissão de CO_2.	1963; 15m	1342	20,7	1216	4,53E+05
	M. de Moraes		1957; 15m	250	3,8	476	2,05E+05
	L. C. B. de Carvalho		1969; 29m	45	1,3	1050	6,29E+04
	Manso		2000; 19m	360	6,5	210	5,46E+05
	Funil		1969; 20m	27	0,5	180	-5,26E+04
dos Santos et al. (2006)	Miranda	Emissões: medidas no reservatório; por difusão e ebulição. Medidas realizadas em 1998 e 1999. Emissão de CO_2 e CH_4.	-	50,6	-	390	1,52E+05
	Três Marias		-	1040	-	396	2,29E+06
	Barra Bonita		-	312	-	140,76	5,13E+05
	Segredo		-	82	-	1260	8,72E+04
	Xingó		-	60	-	3000	1,56E+05
	Samuel		-	559	-	216	2,05E+06
	Tucuruí		-	2430	-	4240	9,94E+06
Lima (2005)	Tucuruí	Emissões: medidas no reservatório; por difusão e ebulição. Medidas realizadas em 2000 e 2001. Emissão de CH_4.	1984; 20m	2800	-	-	3,53E+05
	Samuel		1989; 6m	560	-	-	3,64E+05
Rosa et al. (2003)	Samuel	Emissões: medidas no reservatório; por difusão e ebulição. Medidas realizadas em 1998 e 1999. Emissão de CO_2 e CH_4.	1988	559	-	216	1,91E+06
	Tucuruí		1984	2430	-	4245	9,99E+06

[a] Emissão calculada com base no potencial de aquecimento global (GWP) 25 gCO_2eq/gCH_4 para o metano.

Apêndice D – Resultados do processo de harmonização

Tabela 29: Fator de emissão de GEE da energia eólica para cada etapa de harmonização

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida como pulblicado (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo GWP (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pela fronteira do sistema (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo tempo de vida útil (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo fator de capacidade (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado por todos os fatores (gCO_2eq/kWh)
Vestas (2011a)	20	47	7,60	7,52	7,60	7,60	12,37	12,24
Vestas (2011a)	16	47	9,20	9,20	9,20	7,36	14,97	11,98
Vestas (2011a)	24	47	6,10	6,10	6,10	7,32	9,93	11,91
Vestas (2011b)	20	36	9,70	9,40	9,70	9,70	11,95	11,58
Vestas (2011b)	16	36	12,20	12,20	12,20	9,76	15,03	12,02
Vestas (2011b)	24	36	8,10	8,10	8,10	9,72	9,98	11,97
Vestas (2011b)	20	-	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Vestas (2011b)	20	-	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Vestas (2011c)	20	43	9,30	9,14	9,30	9,30	13,75	13,53
Vestas (2011c)	16	43	11,70	11,70	11,70	9,36	17,30	13,84
Vestas (2011c)	24	43	7,80	7,80	7,80	9,36	11,53	13,84
Vestas (2011c)	20	-	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Vestas (2011d)	20	43	6,33	6,33	6,33	6,33	9,37	9,37
Karamanis (2011)	20	20	73,69	73,69	72,53	73,69	50,82	50,02
Karamanis (2011)	20	14	90,05	90,05	88,89	90,05	43,47	42,91
Karamanis (2011)	20	20	59,78	59,78	58,62	59,78	41,23	40,42
Karamanis (2011)	20	11	107,64	107,64	106,48	107,64	40,83	40,39
Karamanis (2011)	20	15	78,25	78,25	77,09	78,25	40,47	39,87
Karamanis (2011)	20	12	96,37	96,37	95,21	96,37	39,88	39,40
Karamanis (2011)	20	26	42,48	42,48	41,32	42,48	38,09	37,04
Karamanis (2011)	20	21	52,59	52,59	51,43	52,59	38,08	37,24
Karamanis (2011)	20	23	46,88	46,88	45,72	46,88	37,18	36,26
Karamanis (2011)	20	27	39,94	39,94	38,78	39,94	37,19	36,10
Karamanis (2011)	20	19	55,93	55,93	54,77	55,93	36,64	35,88
Chen, Yang e Zhao (2011)	20	25	7,59	7,59	7,59	7,59	6,54	6,54
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	-	23	18,00	18,46	18,00	18,00	14,28	14,64

continua

continuação

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida como pulblicado (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo GWP (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pela fronteira do sistema (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo tempo de vida útil (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo fator de capacidade (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado por todos os fatores (gCO_2eq/kWh)
Crawford (2009)	20	34	34,84	34,84	33,68	34,84	40,85	39,48
Crawford (2009)	20	33	31,89	31,89	30,73	31,89	36,29	34,96
Tremeac e Meunier (2009)	20	30	15,80	15,80	15,80	15,80	16,34	16,34
Tremeac e Meunier (2009)	20	30	21,20	21,20	21,20	21,20	21,93	21,93
Tremeac e Meunier (2009)	20	30	12,10	12,10	12,10	12,10	12,52	12,52
Tremeac e Meunier (2009)	20	40	8,40	8,40	8,40	8,40	11,59	11,59
Rule, Worth e Boyle (2009)	100	45	3,00	3,00	3,00	15,00	4,66	23,28
Martínez et al. (2009)	20	23	6,58	6,58	5,41	6,58	5,22	4,29
Martínez et al. (2009)	20	23	6,20	6,20	5,04	6,20	4,92	3,99
Martínez et al. (2009)	20	23	9,29	9,29	8,13	9,29	7,37	6,44
Lee e Tzeng (2008)	20	33	3,60	3,60	4,36	3,60	4,10	4,96
Ardente et al. (2008)	20	19	14,80	14,80	14,80	14,80	9,70	9,70
Vestas (2006a)	20	41	7,05	6,97	7,05	7,05	9,92	9,81
Vestas (2006b)	20	30	4,64	4,64	4,64	4,64	4,80	4,80
White (2006)	25	25,6	13,80	13,80	13,80	17,25	12,18	15,23
White (2006)	30	28,6	17,80	17,80	17,80	26,70	17,55	26,33
White (2006)	20	19,9	34,30	34,30	34,30	34,30	23,54	23,54
Pehnt (2006)	-	-	11,00	10,86	11,00	11,00	11,00	10,86
Hondo (2005)	30	20	29,40	29,40	28,24	44,10	20,28	29,21
Hondo (2005)	10	20	72,00	72,00	70,84	36,00	49,66	24,43
Hondo (2005)	20	20	40,00	40,00	38,84	40,00	27,59	26,78
Hondo (2005)	50	20	21,00	21,00	19,84	52,50	14,48	34,20
Hondo (2005)	100	20	15,00	15,00	13,84	75,00	10,34	47,71
Hondo (2005)	30	15	39,00	39,00	37,84	58,50	20,17	29,35
Hondo (2005)	30	17	35,00	35,00	33,84	52,50	20,52	29,75
Hondo (2005)	30	23	26,00	26,00	24,84	39,00	20,62	29,55
Hondo (2005)	30	25	24,00	24,00	22,84	36,00	20,69	29,53
Hondo (2005)	30	20	20,40	20,40	19,24	30,60	14,07	19,90
Hondo (2005)	10	20	49,00	49,00	47,84	24,50	33,79	16,49
Hondo (2005)	20	20	27,00	27,00	25,84	27,00	18,62	17,82

continua

continuação

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida como pulblicado (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo GWP (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pela fronteira do sistema (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo tempo de vida útil (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo fator de capacidade (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado por todos os fatores (gCO_2eq/kWh)
Hondo (2005)	50	20	15,00	15,00	13,84	37,50	10,34	23,85
Hondo (2005)	100	20	10,00	10,00	8,84	50,00	6,90	30,47
Hondo (2005)	30	15	27,00	27,00	25,84	40,50	13,97	20,04
Hondo (2005)	30	17	24,00	24,00	22,84	36,00	14,07	20,08
Hondo (2005)	30	23	18,00	18,00	16,84	27,00	14,28	20,03
Hondo (2005)	30	25	16,00	16,00	14,84	24,00	13,79	19,18
Jungbluth et al. (2005)	40/20	20	11,00	11,00	11,00	11,00	7,59	7,59
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	25	45,00	45,00	43,84	45,00	38,29	37,30
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	26	48,00	48,00	46,84	48,00	43,02	41,98
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	20	61,00	61,00	59,84	61,00	42,45	41,64
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	15	81,00	81,00	79,84	81,00	42,54	41,92
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	17	77,00	77,00	75,84	77,00	44,55	43,88
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	68	15,00	15,00	13,84	15,00	35,02	32,30
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	71	16,00	16,00	14,84	16,00	39,35	36,48
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	55	20,00	20,00	18,84	20,00	38,19	35,96
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	42	27,00	27,00	25,84	27,00	38,91	37,23
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	27	26,00	26,00	24,84	26,00	24,22	23,14
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	68	8,00	8,00	6,84	8,00	18,68	15,96
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	71	8,00	8,00	6,84	8,00	19,67	16,81
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	55	10,00	10,00	8,84	10,00	19,09	16,87
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	42	13,00	13,00	11,84	13,00	18,73	17,05
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	27	12,00	12,00	10,84	12,00	11,18	10,09
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	68	3,00	3,00	1,84	3,00	7,00	4,28
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	71	3,00	3,00	1,84	3,00	7,38	4,51
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	55	3,00	3,00	1,84	3,00	5,73	3,50
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	42	4,00	4,00	2,84	4,00	5,76	4,09
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	27	4,00	4,00	2,84	4,00	3,73	2,64
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	68	2,00	2,00	0,84	2,00	4,67	1,95
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	71	2,00	2,00	0,84	2,00	4,92	2,05
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	55	2,00	2,00	0,84	2,00	3,82	1,59

continua

conclusão

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida como pulblicado (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo GWP (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pela fronteira do sistema (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo tempo de vida útil (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo fator de capacidade (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado por todos os fatores (gCO_2eq/kWh)
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	42	3,00	3,00	1,84	3,00	4,32	2,64
Lenzen e Wachsmann (2004)	20	27	3,00	3,00	1,84	3,00	2,80	1,71
Vestas (2004)	20	32	7,00	7,00	7,00	7,00	7,72	7,72
Pacca e Horvath (2002)	20	23	7,27	7,27	6,11	7,27	5,77	4,84
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	20	34	9,20	9,20	9,20	9,20	10,86	10,86
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	20	11	27,00	27,00	27,00	27,00	10,63	10,63
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	20	34	7,90	7,90	7,90	7,90	9,33	9,33
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	20	11	24,00	24,00	24,00	24,00	9,45	9,45
Schleisner (2000)	20	25	9,70	9,70	9,70	9,70	8,36	8,36
White e Kulcinski (2000)	25	24	14,60	14,60	14,60	18,25	12,08	15,10
European Commission (1999)	20	25	6,98	6,98	6,98	6,98	5,94	5,94
European Commission (1995c)	20	30	9,10	9,10	8,69	9,10	9,41	8,99

Legenda: FC – fator de capacidade, GEE – gases de efeito estufa, GWP – *global warming potential*. As estimativas destacadas (em cinza) não foram harmonizadas.

Tabela 30: Fator de emissão de GEE da energia nuclear para cada etapa de harmonização

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida como pulblicado (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo GWP (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo tempo de vida útil (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado pelo fator de capacidade (gCO_2eq/kWh)	Harmonizado por todos os fatores (gCO_2eq/kWh)
Fthenakis e Kim (2007)	-	-	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Fthenakis e Kim (2007)	-	-	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
Lee, Lee e Hur (2004)	-	-	1,80	1,80	1,80	1,89	1,89
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	40	87	4,00	4,00	4,00	4,19	4,19
Voorspools, Brouwers e D'haeseleer (2000)	40	87	26,00	26,00	19,50	23,49	17,62
Rashad e Hammad (2000)	30	75	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
White e Kulcinski (2000)	40	75	15,00	15,00	15,00	13,55	13,55
European Commission (1999)	-	85	4,80	4,80	4,80	4,92	4,92
European Commission (1999)	40	89	19,70	19,70	19,70	21,13	21,13

Legenda: FC – fator de capacidade, GEE – gases de efeito estufa, GWP – *global warming potential*. As estimativas destacadas (em cinza) não foram harmonizadas.

Tabela 31: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a carvão mineral para cada etapa de harmonização

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Sebastián, Royo e Gómez (2011)	40	77	37	1146,42	1146,42	1146,42	1153,30	1152,97	1268,51	1283,42
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	-	77	36	1093,00	1093,17	1093,00	1093,00	1099,25	1184,81	1191,77
Schreiber et al. (2010)	40	70	39	948,00	948,00	948,72	953,69	952,06	1118,64	1131,03
Schreiber et al. (2010)	40	70	39	1039,00	1039,00	1039,72	1045,23	1043,45	1226,02	1239,52
Schreiber et al. (2010)	40	70	43	847,00	847,00	847,72	852,08	850,63	1101,10	1113,40
Schreiber et al. (2010)	40	70	43	927,00	927,00	927,72	932,56	930,97	1205,10	1218,47

continua

continuação

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Schreiber et al. (2010)	50	84	36	983,00	983,00	983,72	992,83	990,02	1071,47	1090,71
Schreiber et al. (2010)	50	84	36	1032,00	1032,00	1032,72	1042,32	1039,37	1124,88	1145,04
Schreiber et al. (2010)	50	84	41	863,00	863,00	863,72	871,63	869,16	1070,12	1089,45
Schreiber et al. (2010)	50	84	41	906,00	906,00	906,72	915,06	912,47	1123,44	1143,68
Wang et al. (2010)	30	68	39	747,72	747,72	747,72	749,22	750,62	882,31	887,50
Zhang et al. (2010)	-	34	33	1194,00	1193,46	1194,90	1194,00	1190,34	1194,00	1191,24
Odeh e Cockerill (2008a)	40	80	35	989,60	989,60	989,60	995,54	995,86	1048,98	1061,95
Odeh e Cockerill (2008a)	40	80	45	902,90	902,90	902,90	908,32	908,61	1227,94	1243,13
Odeh e Cockerill (2008a)	40	90	35	986,50	986,50	986,50	992,42	994,75	1045,69	1060,77
Odeh e Cockerill (2008a)	40	80	35	1189,90	1189,90	1189,90	1197,04	1197,43	1261,29	1276,89
Odeh e Cockerill (2008b)	30	75	35	984,00	984,00	984,00	985,97	989,22	1051,90	1059,59
Zhang et al. (2007)	-	59	34	1410,00	1410,00	1411,44	1410,00	1412,88	1448,07	1452,50
Heller et al. (2004)	-	88	34	978,00	978,00	979,44	978,00	985,82	998,54	1008,00
Lee, Lee e Hur (2004)	-	-	34	1154,50	1154,50	1155,94	1154,50	1154,50	1171,82	1173,27
May e Brennan (2003)	-	-	33	1045,16	1045,16	1046,60	1045,16	1045,16	1045,16	1046,60
May e Brennan (2003)	-	-	27	1184,59	1184,59	1186,03	1184,59	1184,59	971,36	972,54
Pacca e Horvath (2002)	20	63	-	818,18	818,18	818,90	816,54	820,52	818,18	819,59

continua

conclusão

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
White e Kulcinski (2000)	40	75	-	974,00	974,00	974,90	979,84	979,17	974,00	985,95
Hartmann e Kaltschmitt (1999)	30	57	43	931,00	947,34	931,00	932,86	932,52	1215,89	1241,72
Spath, Mann e Kerr (1999)	30	60	32	1045,55	1044,15	1041,98	1047,64	1047,90	1014,18	1018,53
Spath, Mann e Kerr (1999)	30	60	35	959,96	963,25	961,39	961,88	962,12	1017,56	1026,91
Spath, Mann e Kerr (1999)	30	60	42	756,36	759,20	757,80	757,87	758,06	960,58	970,12
European Commission (1999)	-	74	47	868,05	868,05	869,49	868,05	872,48	1243,31	1251,72
European Commission (1999)	35	74	43	910,55	910,55	912,00	914,19	915,23	1183,72	1196,46
European Commission (1999)	35	74	40	1061,34	1061,34	1062,78	1065,59	1066,80	1287,41	1300,96
European Commission (1999)	24	82	33	1025,91	1025,91	1025,91	1025,50	1032,72	1028,99	1035,41
European Commission (1995a)	40	76	41	970,38	970,38	971,10	976,20	975,73	1210,55	1225,43
European Commission (1995a)	40	76	41	982,30	982,30	983,02	988,19	987,71	1225,42	1240,47
European Commission (1995a)	37	46	41	1169,20	1169,12	1169,20	1174,81	1168,43	1458,58	1464,61
European Commission (1995a)	35	74	36	1150,21	1150,21	1151,65	1154,81	1156,13	1260,63	1273,77

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. – eficiência térmica, GEE – gases de efeito estufa, GWP – *global warming potential*. As estimativas destacadas (em cinza) não foram harmonizadas.

Tabela 32: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a gás natural para cada etapa de harmonização

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Singh, StrØmman e Hertwich (2011a)	25	91	58	420,00	420,00	420,00	416,04	429,45	529,37	541,28
Singh, StrØmman e Hertwich (2011b)	25	91	55	459,00	459,00	459,00	454,63	469,33	547,91	560,23
Piemonte et al. (2011)	-	-	30	934,00	934,00	934,12	934,00	934,00	801,91	802,01
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	-	67	45	468,00	469,69	468,00	468,00	474,52	452,89	460,86
Zhang et al. (2010)	-	55	53	386,00	385,98	387,35	386,00	389,72	444,15	449,98
Zhang et al. (2010)	-	55	53	414,00	413,48	415,35	414,00	417,99	476,37	481,93
Phumpradab, Gheewala e Sagisaka (2009)	-	-	44	539,68	539,68	541,02	539,68	539,68	516,45	517,73
Phumpradab, Gheewala e Sagisaka (2009)	-	-	39	690,30	690,30	691,64	690,30	690,30	768,40	769,90
Odeh e Cockerill (2008b)	30	75	50	488,00	488,00	488,00	483,37	496,19	531,06	541,05
Osman e Ries (2007)	30	-	49	445,00	446,01	445,12	440,82	445,00	473,73	475,88
Kannan et al. (2005)	25	83	51	474,00	478,61	474,00	469,47	483,31	525,01	540,53
Kannan et al. (2005)	25	83	49	464,00	464,00	464,00	459,58	473,11	493,96	503,66
Kannan et al. (2005)	25	83	50	483,00	483,00	483,00	478,38	492,49	524,58	534,88
Kannan et al. (2005)	30	83	50	474,00	474,00	474,00	469,51	483,31	514,81	525,97
Kannan et al. (2005)	20	83	50	474,00	474,00	474,00	469,43	483,31	514,81	523,87
Kannan et al. (2005)	25	90	50	474,00	474,00	474,00	469,47	484,50	514,81	526,20
Kannan et al. (2005)	25	70	50	474,00	474,00	474,00	469,47	481,11	514,81	522,53
Kannan et al. (2005)	25	83	50	470,00	470,00	470,00	465,51	479,23	510,46	520,49
Kannan et al. (2005)	25	83	50	466,00	466,00	466,00	461,55	475,15	506,12	516,06
Kannan et al. (2005)	25	83	50	462,00	462,00	462,00	457,60	471,08	501,77	511,63
Kannan et al. (2005)	25	83	50	474,00	474,00	474,00	469,47	483,31	514,81	524,92
Kannan et al. (2005)	25	83	50	473,00	473,00	473,00	468,48	482,29	513,72	523,81
Lee, Lee e Hur (2004)	-	-	37	512,30	512,30	513,65	512,30	512,30	408,66	409,74
May e Brennan (2003)	-	-	35	862,66	862,66	864,02	862,66	862,66	862,66	864,02
May e Brennan (2003)	-	-	50	457,54	457,54	458,90	457,54	457,54	496,93	498,41
Pacca e Horvath (2002)	20	63	-	502,41	502,41	502,53	497,55	508,69	502,41	507,79

continua

conclusão

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)						
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pela fronteira do sistema	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Spath e Mann (2000)	30	80	54	499,44	510,71	499,44	494,69	508,72	581,99	607,39
European Commission (1999)	-	60	51	409,40	409,40	410,75	409,40	414,08	449,05	455,68
European Commission (1999)	35	74	58	404,90	404,90	406,25	401,20	411,58	505,98	518,11
European Commission (1999)	30	85	52	408,34	408,34	409,69	404,55	416,64	461,07	472,94
European Commission (1999)	25	68	47	448,62	448,62	449,97	444,36	455,09	455,38	463,34
European Commission (1999)	30	75	52	421,44	421,44	421,44	417,51	428,45	475,86	484,74
European Commission (1995b)	30	90	51	412,39	412,39	413,74	408,56	421,52	456,77	469,35

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. – eficiência térmica, GEE – gases de efeito estufa, GWP – *global warming potential*. As estimativas destacadas (em cinza) não foram harmonizadas.

Tabela 33: Fator de emissão de GEE da termeletricidade a óleo combustível para cada etapa de harmonização

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)					
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Piemonte et al. (2011)	-	-	30,00	1134,00	1134,00	1134,00	1134,00	853,34	853,34
Santoyo-Castelazo, Gujba e Azapagic (2011)	-	46	34,90	964,00	963,69	964,00	969,14	842,32	846,54
Hondo (2005)	30	70	36,20	742,10	742,10	745,81	751,99	672,31	684,68
Hondo (2005)	30	70	33,20	809,00	809,00	813,05	819,79	672,85	685,23
Hondo (2005)	30	70	34,20	785,00	785,00	788,93	795,47	672,31	684,68
Hondo (2005)	30	70	35,20	763,00	763,00	766,82	773,17	672,36	684,73
Hondo (2005)	30	70	37,20	722,00	722,00	725,61	731,63	671,97	684,33
Hondo (2005)	30	70	38,20	704,00	704,00	707,52	713,39	672,64	685,01
Hondo (2005)	30	70	39,20	686,00	686,00	689,43	695,15	672,42	684,79
Kannan et al. (2004)	25	70	33,00	932,00	937,71	934,33	944,43	770,53	787,55
Kannan et al. (2004)	25	70	34,00	905,00	905,00	907,26	917,07	770,61	782,83
Kannan et al. (2004)	25	70	32,00	961,00	961,00	963,40	973,81	770,72	782,95
Kannan et al. (2004)	30	70	33,00	931,70	931,70	936,36	944,12	770,28	784,46
Kannan et al. (2004)	20	70	33,00	932,40	932,40	932,40	944,83	770,86	781,14
Kannan et al. (2004)	25	80	33,00	932,20	932,20	934,53	947,74	770,70	785,50

continua

conclusão

Referência	Tempo de vida útil (anos)	FC (%)	Efic. (%)	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO_2eq/kWh)					
				Publicado	Harmonizado pelo GWP	Harmonizado pelo tempo de vida útil	Harmonizado pelo fator de capacidade	Harmonizado pela eficiência	Harmonizado por todos os fatores
Kannan et al. (2004)	25	70	33,00	932,50	932,50	934,83	944,93	770,94	783,18
Lee, Lee e Hur (2004)	-	-	37,20	946,60	946,60	946,60	946,60	881,00	881,00
ExternE (1997a)	35	8	31,10	936,15	936,15	943,17	929,19	729,94	729,95
ExternE (1997c)	25	57	40,00	774,56	774,56	776,50	781,55	774,56	783,51
European Commission (1995)	35	8	31,00	876,55	876,55	883,12	870,03	681,30	681,31
European Commission (1995)	35	74	47,50	619,93	619,93	624,58	629,06	735,00	751,43

Legenda: FC – fator de capacidade, Efic. – eficiência térmica, GEE – gases de efeito estufa, GWP – *global warming potential*. As estimativas destacadas (em cinza) não foram harmonizadas.