RICARDO EMILIO DA SILVA

ANÁLISE DO IMPACTO DA POLÍTICA ESTADUAL DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO ESTADO DE SÃO PAULO: ESTUDO DE CASO NO SETOR INDUSTRIAL E PERSPECTIVAS FUTURAS

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Transmissão e Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho

Guaratinguetá
2012

Silva, Ricardo Emilio da
S586a Análise do Impacto da Política Estadual de Mudanças Climáticas no Estado de São Paulo: Estudo de Caso no Setor Industrial e perspectivas futuras / Ricardo Emilio da Silva – Guaratinguetá : [s.n], 2012.
202 f : il.
Bibliografia: f. 190-198

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2012.
Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho

1. Desenvolvimento sustentável 2. Efeito estufa (atmosfera) 3. Política energética I. Título

CDU 504(043)

unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

RICARDO EMILIO DA SILVA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
"MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA"

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Prof. Dr. Marcelo dos Santos Pereira
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. PEDRO MAGALHÃES SOBRINHO
Orientador / Unesp-Feg

Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Unesp-Feg

Prof. Dr. CARLOS BARREIRA MARTINEZ
UFMG/EHR

Janeiro/2012

DADOS CURRICULARES

RICARDO EMILIO DA SILVA

NASCIMENTO	29.05.1983 – SÃO JOSÉ DOS CAMPOS / SP
FILIAÇÃO	José Afonso da Silva Expedita Rafael da Silva
2002/2006	Curso de Graduação Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista - UNESP

à milha filha Isabella, cuja existência me torna mais forte para enfrentar os desafios da vida profissional e acadêmica, e à minha esposa Talita, pelo apoio durante todo o curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me protege e sempre me encoraja nos momentos de dificuldade. Agradeço pela minha vida, minha família e meus amigos.

à minha filha *Isabella*, pelos momentos de alegria ao seu lado.

à minha esposa *Talita*, pelo carinho e incentivo durante a realização deste trabalho.

aos meus pais *Afonso e Expedita*, que sempre estiveram ao meu lado e incentivaram meus estudos.

ao meu orientador, *Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho*, que abriu as portas da universidade para que eu pudesse iniciar o mestrado, e cuja oportunidade de fato veio a enriquecer minha vida acadêmica e profissional.

aos meus amigos, em especial ao *Rodrigo*, pelo companheirismo durante vários anos.

e à empresa que forneceu os dados para elaboração desta dissertação.

“A adversidade desperta em nós capacidades que, em circunstâncias favoráveis, teriam ficado adormecidas.”

Horácio

SILVA, R. E. **Análise do Impacto da Política Estadual de Mudanças Climáticas no Estado de São Paulo: Estudo de Caso no Setor Industrial e perspectivas futuras**. 2012. 202 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

RESUMO

Desde a Revolução Industrial, tem-se observado um aumento significativo na concentração dos gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, especialmente o dióxido de carbono (CO_2), que aparece como o principal "vilão" do aquecimento global. Neste contexto, o Estado de São Paulo instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), estabelecendo o compromisso do Estado com relação às mudanças climáticas globais, notadamente o aquecimento global. Esta lei estabelece, entre outros, a meta de reduzir em 20% as emissões de gases de efeito estufa do Estado de São Paulo até 2020, tendo como base as emissões do ano de 2005. Neste trabalho é apresentado um estudo de caso do setor industrial, a partir da análise de cinco unidades fabris de uma empresa localizada no Estado de São Paulo. Inicialmente foi elaborado o inventário de emissões de GEE da empresa, e seu desenvolvimento seguiu as diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC). São identificadas no trabalho as ações e políticas internas que podem ser desenvolvidas pela empresa estudada a fim de alcançar a meta de redução das emissões de GEE estipulada pela PEMC. Também são apresentadas as análises dos impactos ambientais e econômicos das ações sugeridas para implantação. Sugerem-se ainda as políticas que os governos federal e estadual podem estabelecer com o intuito de incentivar o setor industrial na redução das emissões.

PALAVRAS-CHAVE: Emissão de gases de efeito estufa. Geração de energia. Desenvolvimento sustentável. Planejamento energético. Política energética.

SILVA, R. E. **Impact Assessment of State Policy on Climate Change in São Paulo State: Case Study in the Industrial Sector and Future Perspectives.** 2012. 202 f. Dissertation (Master's degree in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

ABSTRACT

Since the Industrial Revolution, it is being observed a higher elevation in the concentration of the greenhouse gases (GHG) in the atmosphere, specially the carbon dioxide (CO_2), which is the main global warming "villain". In this context, the State of São Paulo promulgated the State Policy on Climate Change (SPCC), which has established the commitment of the State towards the global climate changes, notoriously the global warming. This act establishes, among others, a target of 20% in the reduction of greenhouse gases emissions in São Paulo State until 2020, having as a reference the emissions along 2005. This work presents a case study on industrial sector, as from the analysis of five manufacturing plants of a company located in the State of São Paulo. Firstly, the company's greenhouse gases emissions inventory was built, following the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) guidelines. After, the actions and internal policies that could be developed by the studied company in order to reach the target of reduction in the GHG emissions established in SPCC are identified. Also, are presented the environmental and financial assessment analysis of the actions recommended for implementation. Finally, are suggested the policies that the federal and state governments could establish in order to encourage industries to reduce emissions.

KEYWORDS: Greenhouse gases emission. Energy generation. Sustainable development. Energy planning. Energy politics.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - Ilustração do mecanismo do efeito estufa 39

FIGURA 2 - Histórico do comportamento da temperatura da superfície terrestre, do nível dos oceanos e da cobertura de gelo no hemisfério norte do planeta 42

FIGURA 3 - Participação de cada gás de efeito estufa nas emissões antropogênicas do ano de 2004 no mundo 45

FIGURA 4 - Divisão por setor das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa no mundo no ano de 2004 45

FIGURA 5 - Gráfico da capacidade instalada da matriz brasileira de geração de energia elétrica por fonte 47

FIGURA 6 - Relação entre o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o consumo de energia primária per capita no ano de 2008 em diversos países do mundo 50

FIGURA 7 - Histórico da carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional brasileiro entre os anos de 1991 e 2010..... 53

FIGURA 8 - Exemplo de incerteza simétrica..... 60

FIGURA 9 - Evolução das emissões brasileiras de gases de efeito estufa 62

FIGURA 10 - Evolução das emissões de gases de efeito estufa do estado de São Paulo 63

FIGURA 11 - Etapas básicas do ciclo de desenvolvimento de inventários de GEE 65

FIGURA 12 - Árvore de decisão para definição do tipo de abordagem para identificação de categorias chave 67

FIGURA 13 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010 em t CO2eq 84

FIGURA 14 - Evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada 85

FIGURA 15 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada unidade fabril no ano de 2010 em t CO2eq 86

FIGURA 16 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2020 em t CO2eq 94

FIGURA 17 - Evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada 95

FIGURA 18 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada unidade fabril no ano de 2020 em t CO2eq 96

FIGURA 19 - Histórico de emissões de GEE entre 2005 e 2020 e meta estipulada pela PEMC 98

FIGURA 20 - Distribuição da velocidade média anual do vento no Brasil 119

FIGURA 21 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto da usina eólica da unidade fabril UF4 em função do investimento Ieólica . 125

FIGURA 22 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto da usina eólica da unidade fabril UF5 em função do investimento Ieólica . 126

FIGURA 23 - Média anual de radiação solar no território brasileiro 130

FIGURA 24 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a gás natural na unidade fabril UF4 em função do investimento Ign 140

FIGURA 25 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento Ibiomassa 148

FIGURA 26 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa 148

FIGURA 27 - Gráfico do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 em função do investimento Icog.bio 158

FIGURA 28 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento Icog.bio. 159

FIGURA 29 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF1 em função do preço da biomassa 160

FIGURA 30 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF2 em função do preço da biomassa 160

FIGURA 31 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa 161

FIGURA 32 - Gráfico do potencial de redução das emissões de GEE de cada projeto em função do VPL 169

FIGURA 33 - Gráfico do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada projeto em função do Valor Presente Líquido, considerando o fator de emissão da margem de operação 174

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Principais gases de efeito estufa e respectivo GWP 39

TABELA 2 - Classificação das fontes de geração de energia elétrica 46

TABELA 3 - Consumo de energia primária por região e energia per capita no ano de 2008 51

TABELA 4 - Conteúdo abordado na Diretriz para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa de 2006 do IPCC 57

TABELA 5 - Gases com valores de GWP disponíveis para uso em inventários 58

TABELA 6 - Emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa no Brasil 61

TABELA 7 - Emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa no estado de São Paulo 63

TABELA 8 - Abordagens disponíveis para identificação de categorias chave 66

TABELA 9 - Emissões preliminares de gases de efeito estufa no ano de 2009 elaborado pela empresa estudada 68

TABELA 10 - Atividades emissoras de gases de efeito estufa da empresa estudada 69

TABELA 11 - Atividades não incluídas no inventário de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada 70

TABELA 12 - Consumo mensal de eletricidade oriunda da rede elétrica entre jan. 2005 e dez. 2010 71

TABELA 13 - Consumo anual de eletricidade oriunda da rede elétrica entre os anos de 2005 e 2010 72

TABELA 14 - Tipos de combustíveis e tecnologias empregadas para geração de vapor em cada unidade fabril 72

TABELA 15 - Quantidades consumidas de combustíveis para geração de vapor entre jan. 2005 e dez. 2010 e valor do PCI de cada combustível 73

TABELA 16 - Quantidades consumidas de combustíveis para uso em empilhadeiras entre jan. 2005 e dez. 2010 e valor do PCI de cada combustível 74

TABELA 17 - Dados de combustão móvel para transporte rodoviário de funcionários da empresa no ano de 2010 74

TABELA 18 - Dados de combustão móvel para transporte aéreo de funcionários da empresa no ano de 2010 75

TABELA 19 - Dados de uso de produtos em sistemas de condicionamento de ar no ano de 2010 76

TABELA 20 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa das atividades desenvolvidas pela empresa 77

TABELA 21 - Fator de emissão de CO2 pelo uso de eletricidade do SIN entre jan. 2005 e dez. 2010 para elaboração de inventários 78

TABELA 22 - Emissão de gases de efeito estufa pela queima de combustíveis fósseis nas cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010 79

TABELA 23 - Emissões de CO2 das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010 80

TABELA 24 - Emissões de CH4 das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010 80

TABELA 25 - Emissões de N2O das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010 81

TABELA 26 - Emissão de HCFC e HFC das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010..... 81

TABELA 27 - Emissões mensais de CO2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre jan. 2005 e dez. 2010 82

TABELA 28 - Emissões anuais de CO2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010..... 83

TABELA 29 - Emissão de gases de efeito estufa por tipo de gás das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2010 83

TABELA 30 - Emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2010..... 84

TABELA 31 - Emissão de gases de efeito estufa de cada unidade fabril entre os anos de 2005 e 2010..... 85

TABELA 32 - Emissão de gases de efeito estufa da UF1 no período entre 2005 e 2010 por categoria 86

TABELA 33 - Emissão de GEE da UF2 no período entre 2005 e 2010 por categoria..... 86

TABELA 34 - Emissão de GEE da UF3 no período entre 2005 e 2010 por categoria..... 87

TABELA 35 - Emissão de GEE da UF4 no período entre 2005 e 2010 por categoria..... 87

TABELA 36 - Emissão de GEE da UF5 no período entre 2005 e 2010 por categoria..... 87

TABELA 37 - Incertezas relativas à quantidade de gás natural consumida 88

TABELA 38 - Tendência de consumo de energia elétrica das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020 92

TABELA 39 - Emissões anuais de CO2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pela empresa estudada no período entre 2005 e 2020..... 91

TABELA 40 - Tendência de consumo de combustível para geração de vapor das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020 92

TABELA 41 - Tendência de consumo de combustível para combustão móvel (empilhadeiras) das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020..... 93

TABELA 42 - Emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2020..... 94

TABELA 43 - Emissão de gases de efeito estufa de cada unidade fabril entre os anos de 2005 e 2020 95

TABELA 44 - Emissão de gases de efeito estufa da UF1 no período entre 2005 e 2020 por categoria 96

TABELA 45 - Emissão de gases de efeito estufa da UF2 no período entre 2005 e 2020 por categoria 96

TABELA 46 - Emissão de gases de efeito estufa da UF3 no período entre 2005 e 2020 por categoria 97

TABELA 47 - Emissão de gases de efeito estufa da UF4 no período entre 2005 e 2020 por categoria 97

TABELA 48 - Emissão de gases de efeito estufa da UF5 no período entre 2005 e 2020 por categoria 97

TABELA 49 - Meta de redução das emissões de GEE estipulada pela PEMC para as cinco unidades fabris 98

TABELA 50 - Fator de cogeração (Fc%) e Fator de ponderação (X) para usinas de cogeração 102

TABELA 51 - Características das usinas de cogeração para comprovação de qualificação 103

TABELA 52 - Avaliação dos requisitos para qualificação das usinas de cogeração instaladas em UF1 e UF2 104

TABELA 53 - Análise financeira da utilização da usina de cogeração instalada na unidade fabril UF1 106

TABELA 54 - Análise financeira da utilização da usina de cogeração instalada na unidade fabril UF2 107

TABELA 55 - Fator de emissão de gases de efeito estufa por fonte de geração 109

TABELA 56 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis com as usinas de cogeração fora de operação 110

TABELA 57 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis com as usinas de cogeração em operação 110

TABELA 58 - Emissões de GEE pelo uso de eletricidade da rede elétrica com as usinas de cogeração fora de operação 111

TABELA 59 - Emissões de GEE pelo uso de eletricidade da rede elétrica com as usinas de cogeração em operação 111

TABELA 60 - Emissões de gases de efeito estufa com as usinas de cogeração fora de operação 112

TABELA 61 - Emissões de gases de efeito estufa com as usinas de cogeração em operação 112

TABELA 62 - Comparação dos níveis de emissões de gases de efeito estufa entre os dois modelos de suprimento energético (usinas de cogeração fora de operação x usinas de cogeração em operação) 113

TABELA 63 - Fatores de emissão propostos pelo MCT para usinas que operam na margem de operação do SIN 114

TABELA 64 - Break even do fator de emissão médio das usinas que operam na margem de operação do SIN para igualar as emissões equivalentes de GEE dos dois modelos propostos para as unidades fabris UF1 e UF2 115

TABELA 65 - Resumo das análises financeira e ambiental das usinas de cogeração UF1 e UF2 115

TABELA 66 - Velocidade média anual do vento nas cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris 120

TABELA 67 - Premissas adotadas para cálculo de viabilidade financeira de instalação de usinas eólicas 121

TABELA 68 - Análise financeira da instalação de usina eólica na unidade fabril UF4 122

TABELA 69 - Análise financeira da instalação de usina eólica na unidade fabril UF5 123

TABELA 70 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido para a instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5 124

TABELA 71 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica sem a instalação de usinas eólicas 126

TABELA 72 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica com a instalação de usinas eólicas 127

TABELA 73 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5 127

TABELA 74 - Radiação média anual nas proximidades das cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris..... 130

TABELA 75 - Premissas adotadas para cálculo de viabilidade financeira de instalação de painéis fotovoltaicos 131

TABELA 76 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF2 132

TABELA 77 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF4 133

TABELA 78 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF5 134

TABELA 79 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido para a instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5 135

TABELA 80 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica sem a instalação de painéis fotovoltaicos 136

TABELA 81 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica com a instalação de painéis fotovoltaicos..... 136

TABELA 82 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5 137

TABELA 83 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira da utilização de gás natural nas caldeiras da unidade UF4 138

TABELA 84 - Análise financeira da adequação das caldeiras da unidade fabril UF4 para utilização de gás natural 139

TABELA 85 - Período de Retorno Simples e VPL para a adequação das caldeiras da unidade fabril UF4 para utilização de gás natural 140

TABELA 86 - Emissão de gases de efeito estufa para geração de energia térmica para a unidade UF4 - adequação das caldeiras para utilização de gás natural 141

TABELA 87 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de caldeiras a gás natural na unidade UF4 141

TABELA 88 - Poder calorífico inferior típico de biomassas comercializadas no Brasil 144

TABELA 89 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira de instalação de caldeiras a biomassa na unidade UF3 145

TABELA 90 - Análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 146

TABELA 91 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 147

TABELA 92 - Análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 150

TABELA 93 - Período de Retorno Simples e VPL para a instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2..... 151

TABELA 94 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso da rede elétrica e para geração de vapor para o processo produtivo sem considerar a instalação de caldeiras a biomassa 152

TABELA 95 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso da rede elétrica e para geração de vapor para o processo produtivo considerando a instalação de caldeiras a biomassa 152

TABELA 96 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris..... 153

TABELA 97 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades UF1, UF2 e UF3..... 155

TABELA 98 - Análise financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3..... 157

TABELA 99 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3 158

TABELA 100 - Emissão de GEE pelo uso de energia elétrica da rede e para geração de energia térmica para o processo produtivo considerando a instalação das usinas de cogeração a biomassa 162

TABELA 101 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris..... 163

TABELA 102 - Premissas adotadas e análises financeira e ambiental da implementação de ações de eficiência energética nas unidades fabris (uso de energia elétrica) 164

TABELA 103 - Premissas adotadas e análises financeira e ambiental da implementação de ações de eficiência energética nas unidades fabris (geração e uso de energia térmica) 164

TABELA 104 - Resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções propostas 166

TABELA 105 - Resumo do impacto financeiro, em termos do Valor Presente Líquido, de cada uma das opções propostas 166

TABELA 106 - Relação sugerida de projetos que devem ser implantados pela empresa a fim de atingir a meta de redução de GEE estabelecida pela PEMC 167

TABELA 107 - Impacto financeiro da compra de créditos de carbono no mercado para atingir a meta de redução de emissões estipulada na PEMC 170

TABELA 108 - Máxima redução das emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada e custo associado 171

TABELA 109 - Resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções propostas, utilizando o fator de emissão da margem de operação do SIN 173

TABELA 110 - Relação sugerida de projetos que deveriam ser implantados pela empresa a fim de atingir a meta de redução de GEE estabelecida pela PEMC, considerando o fator de emissão da margem de operação 175

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	-	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	-	Autoprodutor de energia elétrica
ARSESP	-	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CETESB	-	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CFC	-	Clorofluorcarbono
COP 15	-	15ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do clima
COV	-	Compostos orgânicos voláteis
CSPE	-	Comissão de Serviços Públicos de Energia
EB	-	Emissões biogênicas
ENB	-	Emissões não biogênicas
GEE	-	Gás de efeito estufa
GWP	-	Potencial de aquecimento global (do inglês *Global Warming Potential*)
HCFC	-	Hidroclorofluorcarbono
HFC	-	Hidrofluorcarbono
IDH	-	Índice de desenvolvimento humano
IEA	-	Agência Internacional de Energia (do inglês *International Energy Agency*)
IPCC	-	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*)
MCT	-	Ministério da Ciência e Tecnologia
ONG	-	Organização Não Governamental
NOS	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	-	Organização das Nações Unidas
PCH	-	Pequena central hidrelétrica
PDE	-	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMC	-	Política Estadual de Mudanças Climáticas
PFC	-	Perfluorocarbono
PIE	-	Produtor independente de energia elétrica
PNE	-	Plano Nacional de Energia
PROINFA	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
SMF	-	Sistema de Medição para Faturamento
TUSD	-	Tarifa de uso do sistema de distribuição
TUST	-	Tarifa de uso do sistema de transmissão
un	-	unidade
UNDP	-	Programa de Desenvolvimento das Nações Unidas (do inglês *United Nations Development Programme*)
UNEP	-	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (do inglês *United*

Nations Environment Programme)

UNFCCC - Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*)

WMO - Organização Meteorológica Mundial (do inglês *World Meteorological Organization*)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área da superfície das pás do rotor	*[m^2]*
CI	Custo do investimento	*[R$]*
CM	Custo anual com Operação e Manutenção (O&M)	*[R$]*
CMM	Custo médio de mitigação das emissões de GEE	*[R$/t CO_2eq]*
DA	Dado de atividade	*[un]*
E	Emissão de gás de efeito estufa	*[t]*
Ee	Energia da utilidade eletromecânica	*[kWh/h]*
$E_{evitada}$	Emissão evitada de gases de efeito estufa	*[t CO_2eq]*
Ef	Energia da fonte	*[kWh/h]*
$EG_{eólica}$	Geração anual de energia elétrica	*[MWh]*
Ep_{aux}	Potência eletromecânica para suprimento de serviços auxiliares da usina de cogeração	*[MW]*
Ep_{cog}	Potência eletromecânica instalada da usina de cogeração a gás natural	*[MW]*
$Ep_{cog.bio}$	Potência eletromecânica instalada da usina de cogeração a biomassa	*[MW]*
Et	Energia da utilidade calor	*[kWh/h]*
$Et_{biomassa}$	Potência térmica instalada para geração de vapor via caldeira a biomassa	*[t/h]*
$Et_{cog.bio}$	Potência térmica instalada para geração de vapor via usina de cogeração a biomassa	*[t/h]*
Et_{gn}	Potência térmica instalada para geração de vapor via gás natural	*[t/h]*
FC	Fator de capacidade	*[%]*
Fc%	Fator de cogeração	*[%]*
FE	Fator de emissão de gás de efeito estufa	*[kg/un]*
I	Investimento	*[R$/un]*
M	Operação e Manutenção (O&M)	*[R$/un]*
$\dot{m}_{GN}$	Consumo específico de gás natural	*[Nm^3/h]*
$m_{biomassa}$	Quantidade anual de biomassa para caldeiras	*[kg]*
$m_{cog.bio}$	Quantidade anual de biomassa para usina de cogeração	*[kg]*
$m_{óleo}$	Quantidade anual de óleo combustível	*[kg]*
PB	Período de retorno simples (*pay back*)	*[anos]*
PCI	Poder calorífico inferior	*[kcal/un]*
Pd	Potência eólica disponível para conversão	*[W]*
Pinst	Potência elétrica instalada	*[W]*
Q_{cog}	Capacidade de produção líquida da utilidade calor na usina de cogeração	*[kW]*
R	Receita anual	*[R$]*
R	Taxa anual de juros	*[%]*
S^2_{contr}	Contribuição de uma categoria na variância total	*[%]*
U_{DA}	Incerteza do dado de atividade emissora de GEE	*[%]*

$U_{DA.Tend}$	Incerteza do dado de atividade emissora de GEE (tendência futura)	*[%]*
U_{FE}	Incerteza associada ao fator de emissão	*[%]*
$U_{FE.Tend}$	Incerteza associada ao fator de emissão (tendência futura)	*[%]*
U_{PCI}	Incerteza do poder calorífico inferior do combustível	*[%]*
U_{quant}	Incerteza associada à quantidade de combustível consumida	*[%]*
U_{Total}	Incerteza combinada do dado de atividade e o respectivo fator de emissão	*[%]*
$U_{Total.Tend}$	Incerteza combinada do dado de atividade e o respectivo fator de emissão (tendência futura)	*[%]*
V	Velocidade do vento	*[m/s]*
V_{gn}	Quantidade anual de gás natural	*[m^3]*
VPL	Valor presente líquido	*[R$]*
X	Fator de ponderação	*[1]*
ρ	Densidade do ar	*[kg/m^3]*
η_{eol}	Eficiência de conversão da potência eólica para energia elétrica	*[%]*
η_B	Eficiência teórica de Betz	*[%]*
η_A	Rendimento aerodinâmico das pás	*[%]*
η_m	Rendimento do multiplicador de velocidade para energia eólica	*[%]*
η_G	Rendimento do gerador elétrico para energia eólica	*[%]*
$\eta_{biomassa}$	Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a biomassa	*[%]*
$\eta_{comb.}$	Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a combustíveis fósseis	*[%]*
$\eta_{cog.bio.e}$	Eficiência na geração de energia eletromecânica da usina de cogeração a biomassa	*[%]*
$\eta_{cog.bio.t}$	Eficiência na geração de energia térmica da usina de cogeração a biomassa	*[%]*
CCl_2F_2	CFC-12	-
CF_4	Perfluormetano	-
CH_4	Metano	-
$CHClF_2$	HCFC-22	-
CO	Monóxido de carbono	-
CO_2	Dióxido de carbono	-
Hg	Mercúrio	-
N_2O	Óxido nitroso	-
NO_2	Dióxido de nitrogênio	-
NO_x	Óxidos de nitrogênio	-
O_3	Ozônio	-
Pb	Chumbo	-
SF_6	Hexafluoreto de enxofre	-
SO_2	Dióxido de enxofre	-

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 32

1.1 Objetivos e metodologia 33

1.2 Estrutura do trabalho 34

2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS 37

2.1 Efeito estufa 38

2.2 Mudanças climáticas observadas e previsões futuras 40

2.3 Emissões indiretas de gases de efeito estufa 43

2.4 Principais causas do aumento do efeito estufa 44

2.4.1 Geração de energia elétrica 45

2.4.2 Setor de transportes 48

2.4.3 Indústria 48

2.4.4 Desmatamento e mudança no uso da terra 49

2.5 Efeito estufa e o desenvolvimento econômico 50

2.6 Efeito estufa e a eficiência energética 52

2.7 Inventário de emissões de gases de efeito estufa 55

2.8 Inventário brasileiro de emissões de gases de efeito estufa 61

2.9 Inventário de emissões de gases de efeito estufa do Estado de São Paulo 62

3 ESTUDO DE CASO: INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE 64

3.1 Identificação das categorias chave 65

3.2 Coleta de dados de atividades emissoras de gases de efeito estufa 69

3.3 Fatores de emissão de gases de efeito estufa 76

3.4 Compilação do inventário entre 2005 e 2010 78

3.5 Análise de incertezas 87

3.6 Séries temporais: emissões entre 2011 e 2020 90

4 ESTUDO DE CASO: PROPOSTAS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES 98

4.1 Usinas de cogeração a gás natural 99

4.1.1 Cogeração qualificada 100

4.1.2 Análise financeira 104

4.1.3 Análise ambiental 108

4.1.4 Análise dos resultados 115

4.2 Energia eólica 117

4.2.1 Análise financeira 120

4.2.2 Análise ambiental 126

4.2.3 Análise dos resultados 127

4.3 Energia solar fotovoltaica 128

4.3.1 Análise financeira 131

4.3.2 Análise ambiental 135

4.3.3 Análise dos resultados 136

4.4 Geração de energia térmica a gás natural 137
4.4.1 Análise financeira 138
4.4.2 Análise ambiental 141
4.4.3 Análise dos resultados 141
4.5 Geração de energia térmica a biomassa 142
4.5.1 Análise financeira 144
4.5.2 Análise ambiental 151
4.5.3 Análise dos resultados 153
4.6 Usina de cogeração a biomassa 154
4.6.1 Análise financeira 154
4.6.2 Análise ambiental 161
4.6.3 Análise dos resultados 162
4.7 Eficiência energética 163
4.8 Custo da mitigação das emissões 165
5 POLÍTICAS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES 177
5.2 Papel do governo estadual 177
5.3 O governo federal e a mitigação das emissões 182
6 CONCLUSÕES 186
REFERÊNCIAS 190
APÊNDICE A – LIMITE SUPERIOR DE INCERTEZA DO INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE 199
APÊNDICE B – LIMITE INFERIOR DE INCERTEZA DO INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE 201

1 INTRODUÇÃO

A partir da Revolução Industrial, intensificou-se o uso dos recursos naturais do planeta. O desenvolvimento social e tecnológico decorrente da Revolução Industrial acarretou uma melhoria gradual na qualidade de vida da humanidade, com a criação de bens e serviços.

Porém, o custo do desenvolvimento tem sido alto, uma vez que os produtos finais dos processos produtivos são resíduos industriais (muitas vezes tóxicos) e emissões de poluentes e outros gases, como os gases de efeito estufa (GEE), responsáveis por manter o equilíbrio térmico do planeta, mas que, quando em concentração superior à faixa natural na atmosfera terrestre, propiciam o aumento da temperatura do planeta (aquecimento global).

Atualmente, o caso mais crítico diz respeito ao dióxido de carbono (CO_2), onde foi constatado um aumento de 35% em sua concentração na atmosfera, passando de 280 ppm no período de pré Revolução Industrial para 379 ppm no ano de 2005 (IPCC, 2007a). Já em termos de emissões anuais de CO_2, o incremento foi de 21 Gt/ano para 38 Gt/ano entre 1970 e 2004, correspondendo a um aumento de aproximadamente 80%. As emissões de CO_2 representaram 77% do total de emissões de GEE no ano de 2004, demonstrando ser o principal “vilão” do aquecimento global (IPCC, 2007a).

Em virtude da importância do tema das mudanças climáticas, e entendendo a relevância de elaborar uma legislação a respeito, diversas regiões e países têm leis específicas que estabelecem limites e metas futuras de redução das emissões de gases de efeito estufa. Os governos, responsáveis pelo incentivo às políticas ambientais e à tomada de decisão, foram sensibilizados sobre o assunto através da divulgação de relatórios e congressos com exposição em âmbito mundial, além do acompanhamento da mídia sobre as mudanças climáticas.

A Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo (PEMC) foi instituída em nove de novembro de 2009 (SMA, 2009), estabelecendo o compromisso do Estado com relação às mudanças climáticas globais, notadamente o aquecimento global. Esta lei estabelece, entre outros, a meta de reduzir em 20% as emissões de gases de efeito estufa do Estado de São Paulo até 2020, tomando como base as

emissões do ano de 2005. A PEMC também dispõe sobre ações e políticas públicas que deverão ser desenvolvidas pelo governo paulista a fim de estimular o uso de produtos e serviços ambientalmente mais limpos, além de desestimular os mais poluentes. Outras ações governamentais, tais como subsídios, desonerações, financiamentos, taxações devem ser desenvolvidas pelo Estado.

Todos os setores da economia deverão ter metas estabelecidas pela PEMC, inclusive o setor industrial, sendo que a fixação das metas setoriais deve ocorrer no ano de 2011, passando a ser válidas, em princípio, a partir de novembro de 2014. Também serão fixadas metas intermediárias, entre os anos de 2014 e 2020, a fim de que se possa acompanhar e incentivar a redução esperada das emissões de gases de efeito estufa.

O setor industrial deverá adequar-se e traçar um plano para garantir que os objetivos e metas estabelecidas pela PEMC sejam atingidas, sendo que o não cumprimento das metas deve ocasionar custos adicionais às indústrias, já que a PEMC determina que o causador do impacto ambiental deve arcar com o custo decorrente do dano causado ao meio ambiente.

A meta de redução global das emissões de gases de efeito estufa no estado de São Paulo é de 20%, porém as metas setoriais serão negociadas diretamente entre o Comitê Gestor da PEMC, a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB), o Conselho Estadual de Mudanças Climáticas e o setor em questão, de forma que, na data de elaboração deste trabalho, ainda não se conhecia a meta de redução de cada setor.

1.1 Objetivos e metodologia

Propõe-se um estudo de caso no setor industrial, a partir da análise de cinco unidades fabris de uma empresa do setor alimentício localizada no Estado de São Paulo. O objetivo principal deste trabalho é a análise dos impactos financeiro e

ambiental das iniciativas que podem ser adotadas pela empresa para que a meta de reduzir em 20% as emissões de GEE estipulada pela PEMC seja alcançada.

Inicialmente é apresentado o inventário de emissões de gases de efeito estufa da empresa, que consta dos dados de emissões do ano de 2005 em diante. A elaboração do inventário segue as diretrizes e recomendações do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC[1]).

São identificadas no trabalho as iniciativas e políticas internas que podem ser implantadas pela empresa estudada para o alcance da meta de redução das emissões de GEE. As iniciativas citadas referem-se a usinas de cogeração a gás natural, energia eólica, energia solar fotovoltaica, geração de energia térmica a gás natural, geração de energia térmica a biomassa, usinas de cogeração a biomassa e eficiência energética. Como resultados, são apresentadas as análises dos impactos ambientais e financeiros de cada uma das ações sugeridas para implantação. No caso da análise ambiental, efetua-se uma comparação no resultado obtido quando são utilizados fatores de emissão distintos pelo uso de eletricidade da rede (fator de emissão médio x fator de emissão da margem de operação).

Analisam-se ainda as políticas energéticas que os governos, federal e estadual, podem estabelecer com o intuito de incentivar o setor industrial na redução das emissões. Também são sugeridas ações que devem ser alavancadas diretamente pelo governo federal, e não pelo estado de São Paulo, que não tem autonomia para legislar em alguns temas que afetam todo o país.

1.2 Estrutura do trabalho

Esta dissertação é dividida em seis capítulos, cujos resumos são apresentados a seguir:

O trabalho inicia-se com uma introdução aos principais objetivos, à metodologia utilizada nesta dissertação e à Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC).

[1] IPCC do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*

No segundo capítulo são apresentados dados de pesquisas recentes sobre as mudanças climáticas, os fenômenos observados e as tendências futuras. Posteriormente o efeito estufa é abordado, com a descrição das principais causas e sua relação com o desenvolvimento econômico. Finalmente são apresentadas as principais diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) para a elaboração de inventários de emissões de gases de efeito estufa. Também são apresentados os inventários de emissões brasileiro e do Estado de São Paulo mais recentes.

No capítulo 3, o inventário de emissões das cinco unidades fabris da empresa objeto deste estudo de caso é apresentado. O inventário da empresa consta de informações das emissões do ano de 2005 em diante, e seu desenvolvimento segue as diretrizes do IPCC.

No capítulo 4 são apontadas as iniciativas que podem ser implementadas pela empresa estudada a fim de alcançar a meta de redução do nível de emissões de gases de efeito estufa estipulada pela Política estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo. São avaliadas do ponto de vista financeiro e ambiental a instalação e operação de usinas de cogeração a gás natural, usinas de fonte eólica, energia solar fotovoltaica, sistemas de geração de energia térmica a gás natural, sistemas de geração de energia térmica a biomassa e usinas de cogeração a biomassa. Também é analisado o potencial de ações de eficiência energética nas cinco unidades fabris estudadas, com conseqüente redução do nível de emissões. Por fim, analisa-se o impacto financeiro da implementação das iniciativas propostas para atingir a meta de redução das emissões de GEE proposta pelo governo paulista.

No capítulo 5 são sugeridas iniciativas e políticas energéticas que os governos estadual e federal podem adotar como forma de incentivar ações voltadas à redução das emissões de gases de efeito estufa.

As conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo 6.

2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS

O **Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima** (IPCC) define mudança climática como qualquer alteração no estado do clima que possa ser identificada (por exemplo, utilizando ferramentas estatísticas), seja através de modificações nos valores médios ou na variabilidade das características climáticas (temperatura, pressão, etc), e que persistem por um longo período, usualmente por décadas ou mais. A mudança climática independe do motivo que a gerou, podendo ocorrer pela variabilidade natural do clima ou como resultado da ação humana.

A **Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima** (UNFCCC[2]) define mudança climática como uma alteração no clima que é atribuída direta ou indiretamente à ação humana, capaz de modificar a composição da atmosfera terrestre e que é somada à variabilidade natural do clima.

Independentemente da definição adotada, vários estudos tem sido divulgados com vistas a provar a relação entre o estilo de vida atual do ser humano e as recentes alterações observadas no clima. O fato é que a interferência antropogênica no meio ambiente tem ocasionado alterações que começam a ser observadas em várias partes do planeta, principalmente nas regiões mais susceptíveis a eventos bruscos do clima.

Em 1992 a Organização das Nações Unidas (ONU) divulgou o texto final acerca da aprovação e criação da UNFCCC. O objetivo da Convenção é explicitado em seu artigo segundo:

> [...] atingir, em conformidade com as disposições pertinentes da Convenção, a estabilização da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera em um nível que previna interferências antrópicas perigosas no sistema climático. Este nível de redução deve ser atingido num prazo suficiente para permitir aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente às mudanças climáticas, a fim de garantir que a produção de alimento não será afetada e permitir que o desenvolvimento econômico prossiga de maneira sustentável (UNFCCC, 1992, p. 4).

O braço científico para análise do risco e divulgação das mudanças climáticas, notadamente o efeito estufa, começou a tomar forma em 1988, durante uma

[2] UNFCCC do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*

conferência conjunta da Organização Meteorológica Mundial (WMO[3]) e do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP[4]), com a criação do IPCC (ESPARTA, 2008).

Desde sua criação, o IPCC tem contribuído com a revisão e avaliação de documentos de cunho científico, técnico e socioeconômico publicados ao redor do mundo, a fim de auxiliar no entendimento das mudanças climáticas. O IPCC não realiza qualquer pesquisa científica, porém recebe auxílio de diversos cientistas e pesquisadores para elaboração de relatórios e documentos complementares.

2.1 Efeito estufa

A longo prazo, a Terra deve irradiar energia para o espaço na mesma proporção em que a absorve do sol. Este processo natural de retenção de parte da energia solar é fundamental para manter o equilíbrio térmico e as condições para a existência de vida em nosso planeta.

Parte da radiação solar incidente sobre o planeta Terra é refletida de volta para o espaço, porém a maior parte atinge a superfície terrestre, principalmente na forma de luz visível; esta energia é então absorvida, e reemitida como radiação térmica por raios infravermelhos.

A atmosfera terrestre é constituída por diversos gases que não são transparentes à radiação térmica, e é justamente este fato que faz com que parte da radiação térmica na forma de raios infravermelhos seja reemitida de volta para a superfície. Os gases presentes na atmosfera que apresentam a propriedade física de absorver e reemitir a energia refletida pela superfície terrestre são chamados de gases de efeito estufa, sejam eles resultantes de fontes naturais ou antrópicas, e são eles os responsáveis pelo comportamento de estufa do planeta (efeito estufa), da mesma forma que ocorre em uma estufa, que mantém o seu interior aquecido no inverno, a fim de propiciar o crescimento de frutas, flores e vegetais, etc.

A Figura 1 apresenta uma ilustração do mecanismo do efeito estufa.

[3] WMO do inglês *World Meteorological Organization*
[4] UNEP do inglês *United Nations Environment Programme*

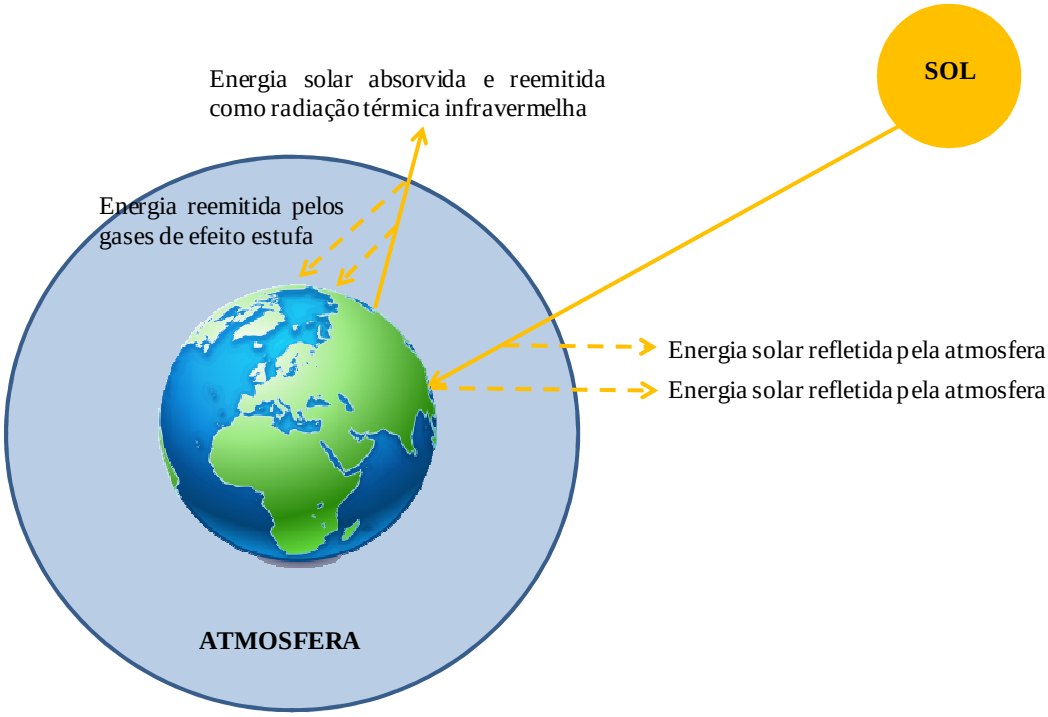

Figura 1 - Ilustração do mecanismo do efeito estufa

Os principais gases de efeito estufa decorrentes de atividades antrópicas são mostrados na Tabela 1, porém nem todos apresentam o mesmo potencial de reter o calor dentro do planeta. A capacidade desses gases em contribuir para o aquecimento global é medida por um indicador chamado de Potencial de Aquecimento Global (GWP[5]), que indica a contribuição relativa de cada gás, por unidade de massa, comparada à do dióxido de carbono (CO_2).

Tabela 1 - Principais gases de efeito estufa e respectivo GWP

	Fórmula	**Potencial de aquecimento global (GWP)**	**Tempo de vida na atmosfera (anos)**
Dióxido de carbono	CO_2	1	Variável
Metano	CH_4	25	12
Óxido nitroso	N_2O	298	114
CFC-12	CCl_2F_2	100	10,9
HCFC-22	$CHClF_2$	1.810	12
Perfluormetano	CF_4	7.390	50.000
Hexafluoreto de enxofre	SF_6	22.800	3.200

Fonte: IPCC (2007a)

[5] GWP do inglês *Global Warming Potential*

Como se pode ver na Tabela 1, o GWP depende do tempo de vida do gás na atmosfera. Algumas substâncias têm um tempo de vida na atmosfera muito extenso, aumentando seu GWP (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

O vapor d'água é o principal gás de efeito-estufa e sua concentração é extremamente variável no espaço e tempo. Por exemplo, sobre a Floresta Amazônica existe cinco vezes mais vapor d'água que sobre o Deserto do Saara e sobre a Amazônia, ainda, sua concentração varia de 30% entre a estação seca e a chuvosa. Em regiões polares, e em regiões tropicais a uma altura acima de 4 km, existe muito pouco vapor d'água e o efeito-estufa é fraco (MOLION, 2007).

Apesar de não ser produzido em quantidade significativa por atividades antrópicas, considera-se que, com mais calor, haverá mais evaporação d'água e, por conseguinte, um aumento de sua participação no aumento do efeito estufa (PENNA, 1999).

O dióxido de carbono é o segundo gás de efeito estufa em importância e o primeiro devido a atividades antrópicas, e sua concentração na atmosfera é até 100 vezes inferior à do vapor d'água (adaptado de MOLION, 2007).

Sem o efeito estufa, certamente não haveria vida em nosso planeta, porém existe um limite da concentração destes gases na atmosfera terrestre, a partir do qual é criado um desequilíbrio da temperatura do planeta. A faixa natural de concentração de dióxido de carbono na atmosfera é entre 180 e 300 ppm, sendo que, quando estes limites são ultrapassados, conseqüências climáticas atingem o planeta. O valor da concentração de dióxido de carbono na atmosfera no ano de 2005 era é 379 ppm (IPCC, 2007a).

2.2 Mudanças climáticas observadas e previsões futuras

Identificar as mudanças no clima decorrentes da ação humana não é simples, já que é necessário distingui-las da variabilidade natural do clima. No século XIX, Svente Arrhenius sugeriu que as emissões de CO_2 de origem antropogênica resultam

no aquecimento da Terra, mas este conceito permaneceu como um assunto acadêmico até meados do século XX (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

O Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima publicou no ano de 2007 a quarta versão do Relatório de Mudanças Climáticas (IPCC, 2007a), cujo conteúdo expõe a condição crítica em que o planeta se encontra.

Entre 1995 e 2006, onze dos doze anos verificados apresentaram as maiores temperaturas médias do histórico apurado, sendo que este tipo de medição é realizado desde o ano de 1950. A temperatura média da superfície terrestre aumentou 0,74 ºC no período compreendido entre 1906 e 2005 (IPCC, 2007a).

O aumento de temperatura observado é maior nas calotas polares, e intensifica-se quanto maior a latitude. No Ártico, as elevações de temperatura têm ocorrido em ritmo duas vezes maior que no restante do planeta (IPCC, 2007a).

A elevação do nível dos oceanos também aparece com destaque. Entre 1961 e 2003, o aumento do nível dos oceanos foi de 1,8 mm/ano; já entre 1993 e 2003 este aumento ocorreu a uma taxa de 3,1 mm/ano, ou seja, observa-se um incremento na taxa anual de variação do nível dos mares, o que cria um cenário preocupante quanto ao comportamento futuro deste aumento. A elevação do nível dos oceanos ocorre devido a três fatores principais: o aumento da temperatura da água (responsável por 58% da elevação), o derretimento das geleiras e calotas polares (que representa 28% da elevação), e a perda de blocos de gelo polar (responsável por 14% da elevação do nível dos oceanos) (IPCC, 2007a).

A Figura 2 mostra o comportamento do aumento médio da temperatura da superfície terrestre e do nível dos oceanos, além da redução da cobertura de gelo no hemisfério norte do planeta (adaptado de IPCC, 2007a).

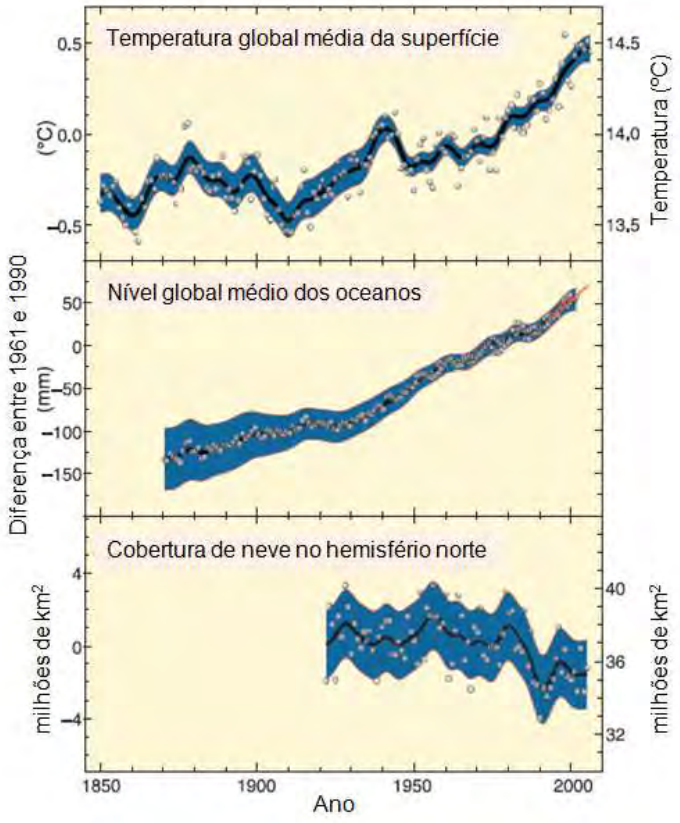

Figura 2 - Histórico do comportamento da temperatura da superfície terrestre, do nível dos oceanos e da cobertura de gelo no hemisfério norte do planeta

As chuvas aumentaram no oeste das Américas do Norte e sul, no norte da Europa, e nas regiões norte e central da Ásia, enquanto que o nível de chuvas declinou no Mediterrâneo, no sul da África e em parte do sul da Ásia, além da região intermediária entre o deserto do Saara e as terras ao sul. As áreas afetadas por secas aumentaram desde a década de setenta, e as secas tornaram-se mais longas e intensas (IPCC, 2007a).

Projeções de extremos climáticos, geradas pelos modelos do IPCC, apontam para um aquecimento maior durante o inverno e estações de transição, assim como para uma tendência de noites mais quentes. Existe o risco de ocorrências de ondas de calor de alta intensidade, especialmente nas regiões subtropicais da América do Sul. Há indicadores de períodos secos mais intensos e longos no leste da Amazônia e no Nordeste brasileiro, assim como uma maior freqüência e intensidade de extremos de chuvas na maior parte da América do Sul tropical (MARENGO; VALVERDE, 2007).

Segundo Marengo et al. (2010), o aumento da temperatura média na região amazônica ocasionará aridez na região e diminuição no volume de precipitação, com conseqüente redução da umidade do solo e potencial de alteração do bioma da floresta.

Estudos realizados por Salazar, Nobre e Oyama (2007) apontam para um incremento na temperatura média na América do Sul entre 2 e 6 ºC até o ano de 2100, afetando de forma direta o bioma da região. Os estudos projetam uma redução de 18% das áreas cobertas por florestas tropicais e um aumento de 34% das áreas de savana em um cenário pessimista de emissões de gases de efeito estufa até o final do século XXI, em decorrência da diminuição da umidade do solo e/ou aumento de períodos secos. A substituição das florestas tropicais por savanas deve ocorrer principalmente no sudeste da região amazônica.

Também é esperado um aumento nas ocorrências de ciclones tropicais (tufões e furações), além de maior intensidade destes eventos climáticos, com picos de velocidade do vento e precipitações acima das observadas atualmente (IPCC, 2007a).

2.3 Emissões indiretas de gases de efeito estufa

As emissões diretas de gases de efeito estufa são aquelas formadas por gases que têm a característica de absorver e reemitir a energia refletida pela superfície terrestre, de forma a reter a energia dentro do planeta. São exemplos de gases constituintes das emissões diretas o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O), os hidrofluorcarbonos (HFCs), os perfluorocarbonos (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre (SF_6).

Entretanto, existem alguns gases que, apesar de não contribuírem diretamente para o efeito estufa, podem sofrer reações químicas na atmosfera e formar outros gases, inclusive gases de efeito estufa, ou levar a outras mudanças no clima, como por exemplo, a chuva ácida. Este é o caso do monóxido de carbono (CO), dos óxidos de nitrogênio (NO_x), dos compostos orgânicos voláteis (COVs) e do dióxido de enxofre (SO_2).

O monóxido de carbono, os óxidos de nitrogênio e os compostos orgânicos voláteis na presença de luz solar contribuem para a formação de ozônio (O_3) troposférico, que é um gás de efeito estufa. Desta forma, o monóxido de carbono, os óxidos de nitrogênio e os compostos orgânicos voláteis são chamados de precursores do ozônio. O tempo de vida na atmosfera e o valor do GWP do ozônio troposférico ainda são bastante discutíveis na comunidade científica. Estudos apontam para um tempo de vida médio na atmosfera entre 20 e 24 dias (STEVENSON et al., 2006 apud IPCC, 2007a). Quanto ao valor do GWP, ainda não há um consenso.

É importante ressaltar a diferença entre o ozônio troposférico (até 25 km de altitude) e o estratosférico (acima de 25 km). O ozônio troposférico é um gás de efeito estufa, além de ser um poluente tóxico, que causa danos à vegetação e ao sistema respiratório. Já o ozônio estratosférico é de vital importância para a vida no planeta, pois filtra os raios ultravioleta do sol, que são extremamente nocivos à saúde humana.

2.4 Principais causas do aumento do efeito estufa

As principais causas do efeito estufa são o uso de combustíveis fósseis (principalmente para fins de geração de energia), as emissões oriundas do setor industrial, o uso de combustíveis no setor de transportes, e as emissões relacionadas à mudança no uso do solo e ao desmatamento.

O gráfico da Figura 3 mostra a participação de cada gás de efeito estufa nas emissões antropogênicas do ano de 2004 no mundo. Já o gráfico da Figura 4 apresenta a divisão por setor das emissões antropogênicas no mundo no ano de 2004 (IPCC, 2007a).

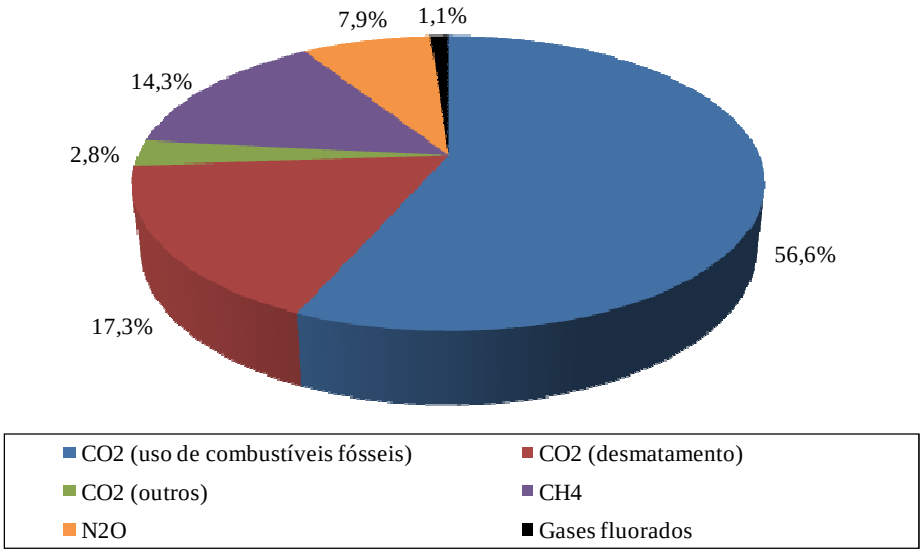

Figura 3 - Participação de cada gás de efeito estufa nas emissões antropogênicas do ano de 2004 no mundo

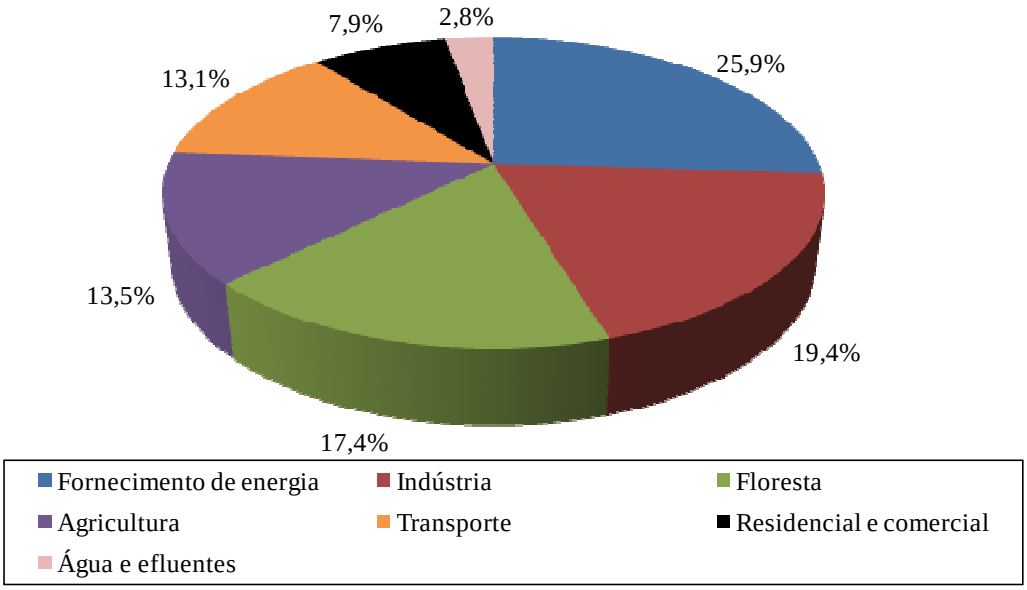

Figura 4 - Divisão por setor das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa no mundo no ano de 2004

2.4.1 Geração de energia elétrica

A produção de eletricidade no mundo é a principal responsável pela emissão de gases de efeito estufa, tendo representado 25,9% do total de emissões no ano de 2004 (IPCC, 2007a).

A fonte primária utilizada para geração de energia elétrica pode ser renovável ou não renovável. A Tabela 2 mostra a classificação das fontes de geração de energia elétrica, conforme sugerido por Goldemberg e Lucon (2008).

Tabela 2 - Classificação das fontes de geração de energia elétrica

Fontes		**Energia primária**	
Não-renováveis	Fósseis	Carvão mineral	
		Petróleo e derivados	
		Gás natural	
	Nuclear	Materiais físseis	
Renováveis	"Convencionais"	Potenciais hidráulicos de médio e grande porte	
	"Modernas"	Potenciais hidráulicos de pequeno porte e biomassas "modernas", tais como: lenha replantada, cana-de-açúcar, óleos vegetais, etc	
		outros	Energia solar
			Geotermal
			Eólica
			Maremotriz e das ondas

A matriz de geração de energia elétrica da maioria dos países é baseada no uso de termelétricas, sendo alimentadas principalmente por carvão, gás natural e óleos combustíveis. As termelétricas, além de poluidoras e emissoras de gases de efeito estufa, geralmente causam impactos nos cursos d'água para resfriamento das turbinas, com conseqüente aumento da temperatura da água que é devolvida ao curso natural do rio, oceano, etc.

Como será observado neste trabalho, o uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade ocasiona emissões consideráveis de CO_2, e dependendo da aplicação, volumes de CH_4 e N_2O também são emitidos para a atmosfera.

As hidrelétricas são empreendimentos que geram discussão devido ao impacto ambiental que causam, principalmente em conseqüência do alagamento de grandes áreas para regularização do volume de água represada, perda da flora e fauna da região, e realocação da população local, que, em alguns casos, torna-se difícil e com um alto custo social.

A energia nuclear, apesar das discussões sobre as questões de segurança durante todo o ciclo de operação da usina e deposição dos resíduos radioativos, apresenta baixa emissão de gases de efeito estufa, como será visto no capítulo quatro. A energia nuclear representa apenas 1,60% da capacidade instalada brasileira para geração de energia elétrica (ANEEL, 2011a), sendo que em países como a França e Bélgica, este percentual é superior a 70% e 50%, respectivamente.

O Brasil está inserido em um cenário vantajoso, já que dos 121,7 GW de capacidade instalada total para geração de energia elétrica, mais de 66% advém de fontes hídricas, conforme mostrado no gráfico da Figura 5 (ANEEL, 2011a).

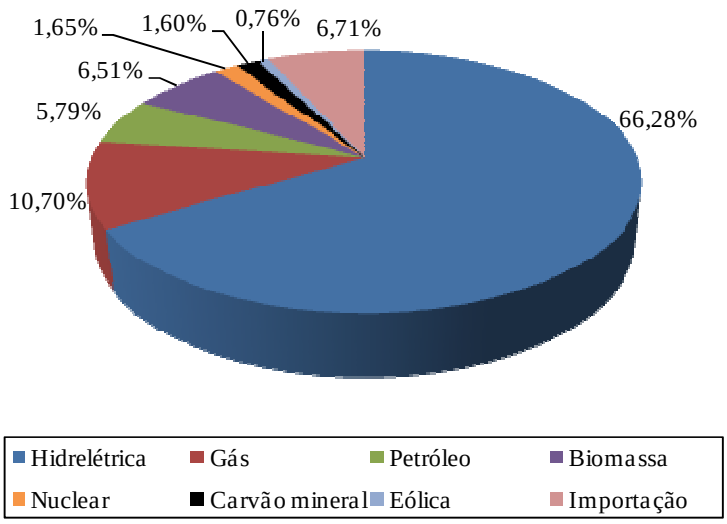

Figura 5 - Gráfico da capacidade instalada da matriz brasileira de geração de energia elétrica por fonte

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 89,1% da energia elétrica gerada no ano de 2010 pelas usinas que entregam energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil tiveram origem em fontes renováveis (ONS, 2011). Estes números confirmam a situação privilegiada do Brasil quanto à disponibilidade e uso efetivo das fontes renováveis para geração de energia elétrica.

2.4.2 Setor de transportes

As emissões de gases de efeito estufa do setor de transportes são significativas no mundo (vide Figura 4), e são impulsionadas principalmente pelos países desenvolvidos. Enquanto que nos países em desenvolvimento a taxa de veículos automotores por habitante é reduzida, nos países desenvolvidos, principalmente nos Estados Unidos, a taxa pode ser de quase 1:1 (IEA, 2011).

Há uma tendência de crescimento do número de veículos dos países em desenvolvimento, como o Brasil, a Índia e, principalmente, a China. Isto se dá pelo desenvolvimento econômico e pelo aumento da população destes países, devendo afetar diretamente as emissões de gases de efeito estufa.

2.4.3 Indústria

As indústrias emitem grandes quantidades de gases de efeito estufa, com destaque para as áreas de papel, química, alumínio e a indústria do petróleo, que são grandes consumidoras de energia. Além das emissões diretas de gases de efeito estufa, as indústrias também são responsáveis por emissões indiretas de GEE e de poluentes.

Somente a indústria siderúrgica foi responsável por 13,85% das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis no Brasil em 2005 (MCT, 2009), sem contar o uso de eletricidade e as emissões dos processos industriais em si, decorrentes de reações químicas e/ou físicas. Um exemplo a ser citado é o da indústria do alumínio, pois a produção de uma tonelada exige o consumo de 15.680 kWh de eletricidade, além de 277 m^3 de gás natural, 173 kg de carvão, 207 kg de óleo pesado e 9,7 kg de diesel (IAI, 2007). Outro setor importante é o de cimento e cal.

Apesar do esforço do setor industrial na eficientização do uso de combustíveis e energia elétrica, que visa à redução de custos com insumos energéticos, as indústrias ainda representam uma parcela significativa das emissões de gases de efeito estufa, já que o avanço das medidas de racionalização do uso de energia não tem acompanhado

o ritmo de crescimento econômico das indústrias nas últimas décadas. Ou seja, existe um progresso com relação à quantidade de energia consumida por unidade produzida, porém, com o aumento do número de unidades produzidas ao longo dos anos, que ocorre pelo desenvolvimento econômico e pelo crescimento da população, há acréscimo da quantidade total de energia consumida, e conseqüentemente do nível de emissões de gases de efeito estufa.

2.4.4 Desmatamento e mudança no uso da terra

A redução do desmatamento no mundo é importante para assegurar que a concentração de gases de efeito estufa na atmosfera pare de crescer. Não existe uma causa única para o desmatamento, porém ela está freqüentemente associada à mudança no uso do solo para expansão de cultivos de grãos e pastagens para a pecuária, além da extração de madeira (legal e ilegal) e das queimadas.

Uma das conseqüências do desmatamento é que o carbono originalmente fixado nas florestas é liberado para a atmosfera, seja imediatamente no caso da vegetação ser queimada, ou de forma gradual durante a decomposição da matéria orgânica que não foi queimada. A maior parte do carbono é liberada para a atmosfera como dióxido de carbono, porém pequenas quantidades de metano e monóxido de carbono também podem ser liberadas durante a decomposição ou na queima da vegetação (MOUTINHO; SCHWARTZMAN, 2005).

A mudança no uso da terra na região amazônica foi responsável pela emissão de 780.079 Gg CO_2eq no ano de 2005 no Brasil (MCT, 2009), representando 35,5% das emissões totais. Segundo Fearnside (2004) este número poderia ser bem maior, já que o inventário omite componentes da floresta, tais como raízes das árvores e biomassa morta, além da suposição pouco realista de alta absorção de carbono através do recrescimento da floresta secundária que cresce no lugar da floresta original.

No cerrado brasileiro, o aumento no nível de emissões anuais foi de 101% entre 1990 e 2005, contra os 74% de aumento na região amazônica. O problema se agrava

no cerrado, pois, ao contrário da Amazônia, não há nenhum programa ou política de controle do desmatamento, sequer de monitoramento sistemático. Ao menos implicitamente, a política vigente parece admitir o sacrifício do Cerrado, como se esse sacrifício fosse alternativa para salvar a Amazônia (SAWYER; LOBO, 2008).

2.5 Efeito estufa e o desenvolvimento econômico

O desenvolvimento social e econômico da humanidade sempre se deu a um alto custo ambiental, sem respeitar a preservação dos recursos, da fauna e da flora. Existe uma forte correlação entre energia e desenvolvimento econômico e social. O gráfico da Figura 6 mostra a relação entre o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o consumo de energia primária per capita no ano de 2008 em diversos países do mundo, a partir de dados obtidos de UNDP (2011) e IEA (2011) respectivamente.

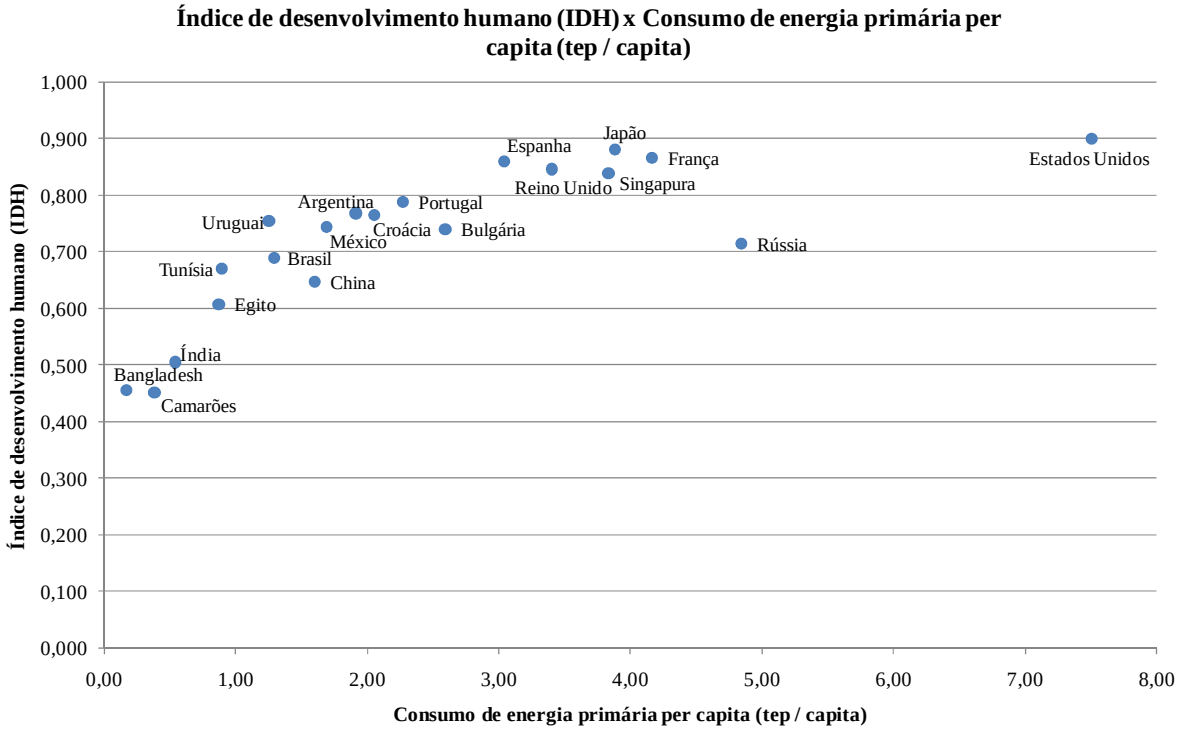

Figura 6 - Relação entre o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o consumo de energia primária per capita no ano de 2008 em diversos países do mundo

Pela análise do gráfico da Figura 6, observa-se a relação entre o desenvolvimento humano e o consumo de energia primária, que conseqüentemente se converte em emissão de gases de efeito estufa.

A Tabela 3 mostra o consumo de energia primária por região e a energia per capita no ano de 2008.

Tabela 3 - Consumo de energia primária por região e energia per capita no ano de 2008

	Consumo de energia primária (tep) [1]	**População (milhões)**	**Consumo de energia primária per capita (tep / capita)**
Mundo	12.239	6.688	1,83
Países da OECD [2]	5.426	1.190	4,56
Países não-OECD	6.488	5.498	1,18
América do Norte (Canadá e Estados Unidos)	2.551	338	7,55
Ex-URSS	1.039	285	3,65
União Européia	1.751	499	3,51
Europa Oriental e Central	293	120	2,45
América Latina	573	462	1,24
África	659	984	0,67
Ásia (exluíndo a China)	1.419	2.183	0,65
Estados Unidos	2.284	305	7,50
Rússia	686	142	4,84
França	267	64	4,16
Japão	495	128	3,88
Singapura	19	5	3,83
Reino Unido	209	61	3,40
Espanha	139	46	3,04
Bulgária	20	8	2,59
Portugal	24	11	2,27
Croácia	9	4	2,05
Argentina	76	40	1,91
México	180	107	1,69
China	2.121	1.326	1,60
Brasil	248	192	1,29
Uruguai	4	3	1,25
Tunísia	9	10	0,89
Egito	71	82	0,87
Índia	616	1.140	0,54
Camarões	7	19	0,38
Bangladesh	27	160	0,17

Fonte: IEA (2011)

[1] tep: Tonelada equivalente de petróleo

[2] OECD: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (do inglês *Organisation for Economic Co-operation and Development*)

2.6 Efeito estufa e a eficiência energética

Em sistemas de conversão de energia o conceito de eficiência energética está ligado à minimização de perdas na conversão de energia primária em energia útil, que realiza trabalho. As perdas ocorrem para qualquer tipo de energia, seja térmica, mecânica ou elétrica (SOLA, 2006).

O Protocolo de Kyoto explora o tema da eficiência energética como forma de mitigar o aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera terrestre. Segue abaixo transcrição de trecho do protocolo:

> [...] Cada Parte incluída no Anexo I, ao cumprir seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões assumidos sob o Artigo 3, a fim de promover o desenvolvimento sustentável, deve implementar e/ou aprimorar políticas e medidas de acordo com suas circunstâncias nacionais, tais como: (i) O aumento da eficiência energética em setores relevantes da economia nacional. (adaptado de MCT, 1997).

No relatório sobre opções de mitigação das emissões de gases de efeito estufa do IPCC (2007b), a eficiência energética aparece em destaque, sendo que diversas medidas são citadas como alternativas que podem alavancar o aumento da eficiência em aplicações diversas, tais como: aumento da eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (redução das perdas), melhoria da eficiência dos sistemas de iluminação e dos eletrodomésticos, recuperação de calor de processos, desenvolvimento e produção de combustíveis mais eficientes, troca de equipamentos com baixa eficiência nas indústrias, etc.

A representatividade da eficiência energética é explicada pelo fato de que há significativas perdas na cadeia energética e, conseqüentemente, grande margem para melhorias. Com efeito, estima-se que a eficiência de conversão de energia primária em energia útil é de apenas 37%, ou seja, aproximadamente dois terços dos recursos energéticos utilizados são simplesmente perdidos (UNDP, 2000 apud WALTER, 2007).

No Brasil, o ano de 2001 foi marcado pela pior crise de fornecimento de energia elétrica do país, levando à tona a deficiente infra-estrutura do sistema de geração de energia brasileira. A falta de usinas suficientes para cobrir a demanda energética brasileira levou ao ápice da crise, que foi a adoção, por parte do governo, de ações de racionamento de energia, que tinham como objetivo principal a redução do consumo de energia elétrica.

Além do racionamento de energia elétrica em si, o governo brasileiro estabeleceu metas de redução de consumo para diversos setores da economia e para o consumidor residencial, sendo que o não cumprimento levava ao pagamento de altas tarifas pelo consumo de energia acima da meta estipulada. As ações tomadas pelo governo surtiram efeito, como pode ser observado no gráfico da Figura 7, que mostra o histórico da carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional brasileiro entre os anos de 1991 e 2010. Nota-se uma queda considerável do consumo de energia elétrica entre 2000 e 2001.

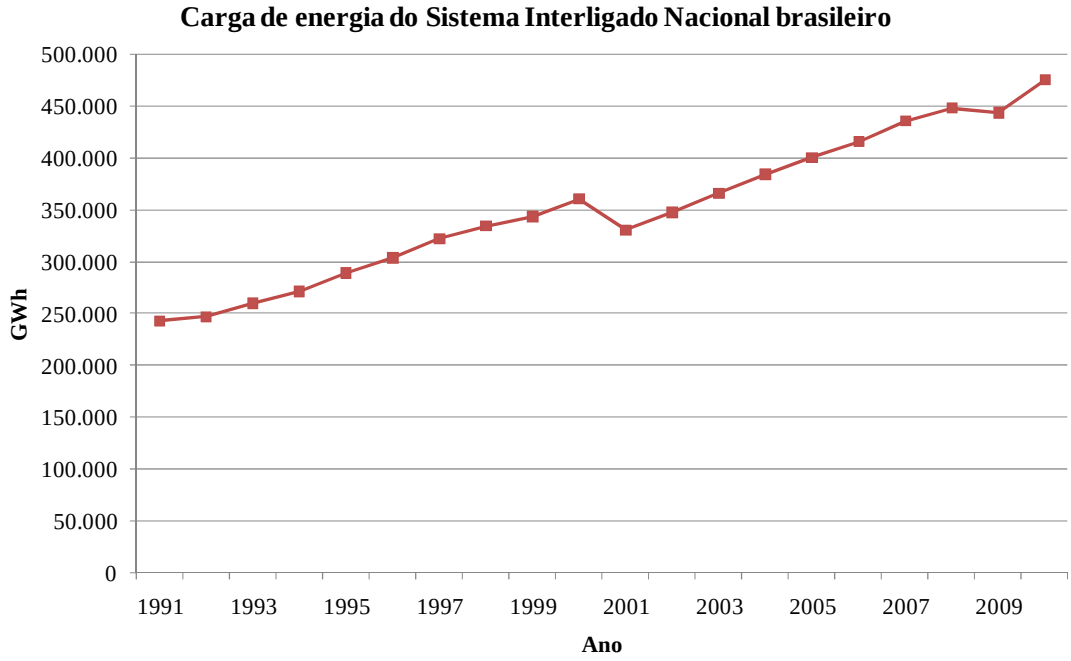

Figura 7 - Histórico da carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional brasileiro entre os anos de 1991 e 2010

O racionamento em 2001 impôs cortes de consumo nos setores residencial, comercial e industrial. No setor produtivo houve a redução de crescimento e perdas de

receitas para o país. A sociedade toda foi mobilizada no sentido de racionalizar o uso da eletricidade. Cresceu a consciência de que os recursos energéticos são finitos e a produção de energia tem um custo elevado (SOLA, 2006).

Apesar das perdas de receita do país devidas ao racionamento de energia, todos os setores foram envolvidos no tema da eficiência energética, mesmo que de forma leiga, quando a todo o momento se via o apelo de órgãos governamentais e civis para redução do consumo de energia elétrica.

Na mesma época, ainda em meio à crise de 2001, o governo brasileiro sancionou a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia (Lei n.º 10.295 de 2001), que sinalizou um primeiro esforço legislativo no estabelecimento de padrões mínimos de eficiência energética de máquinas e equipamentos comercializados no país. O Decreto n.º 4.508 de 2002, que regulamentou a Lei n.º 10.295 de 2001, define os níveis mínimos de eficiência energética de motores elétricos trifásicos de indução rotor gaiola de esquilo, de fabricação nacional ou importados, para comercialização ou uso no Brasil.

O consumo de energia elétrica do setor industrial brasileiro respondeu por 44% de todo o consumo de energia no ano de 2010 (EPE, 2011), o que prova a importância da eficientização do uso da energia nos processos produtivos. Os sistemas motrizes consomem a maior parte da energia elétrica e apresentam grande potencial de conservação de energia.

A baixa eficiência dos sistemas motrizes é em função principalmente do baixo carregamento e das tecnologias obsoletas (GARCIA, 2003 apud SOLA, 2006). Porém, a periodicidade e os métodos de manutenção também têm papel importante.

Estudos realizados por Sola (2006) indicam que fatores humanos agem como barreiras para a eficiência energética nas organizações. Essas barreiras estão relacionadas às áreas de sistema de gestão, educação e qualificação de funcionários e visão estratégica da empresa. Todas essas áreas são de domínio dos tomadores de

decisão (*decision-makers*). Isso significa que a conscientização para eficiência energética deve ser iniciada pela Direção da empresa.

Segundo Walter (2007), resultados positivos no aumento da eficiência do uso de energia dependem muito mais de mudanças comportamentais do que de desenvolvimentos tecnológicos específicos, e esse deve ser o real desafio.

É importante ressaltar que a incorporação de conceitos relacionados ao uso de energia e de equipamentos energeticamente eficientes vai além de um “programa de conscientização”, sendo necessário um processo educativo (DIAS; MATTOS; BALESTIERI, 2004).

Segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (BRASIL, 2010), estima-se que há potencial de redução de 2,5% do consumo de energia elétrica, com ações de eficiência energética, no ramo de atividade da empresa estudada até o ano de 2019, comparado ao ano de 2010.

O potencial estimado de redução do consumo total de energia (energia elétrica, gás natural, GLP, biomassa, etc) no segmento de atuação da empresa estudada, somente com ações de eficiência energética, é de 3,1% entre os anos de 2010 e 2019 (BRASIL, 2010).

2.7 Inventário de emissões de gases de efeito estufa

As causas do aquecimento global e a avaliação da representatividade de cada gás e atividade nas mudanças climáticas devem ser investigadas. Entender o papel de cada gás e atividade fornece dados para que sejam tomadas decisões que visem o combate às causas do problema.

O desenvolvimento de ferramentas de auxílio da quantificação dos gases de efeito estufa e dos poluentes ao longo do tempo é importante. A ferramenta mais utilizada internacionalmente por governos e empresas para compreender, quantificar e administrar as emissões de gases de efeito estufa é o inventário de emissões.

O inventário de emissões nada mais é que um documento que apresenta o somatório das emissões ao longo do tempo, podendo variar em nível de detalhamento, como por exemplo, na quantidade de gases e setores inventariados.

A elaboração de um inventário de emissões de gases de efeito estufa deve ser padronizada, estruturada e minuciosamente detalhada, de forma que estes documentos possam ser comparados entre si, e políticas e discussões no âmbito mundial possam ser transcritos em ações concretas para redução dos níveis de emissões de GEE. Os países devem submeter os inventários nacionais para a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima.

Com o intuito de auxiliar os países na elaboração dos inventários, o IPCC desenvolveu em 1996 a primeira Diretriz para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa (Diretriz IPCC 1996). Esta diretriz, que foi dividida em três volumes, estipulou internacionalmente as metodologias e critérios a serem adotados quando da elaboração dos inventários, fornecendo definição sobre os gases e categorias de fontes e sumidouros de emissões. Outros documentos foram elaborados posteriormente a fim de complementar as orientações das diretrizes publicadas em 1996 quanto à elaboração de inventários, como o “Boas Práticas e Gerenciamento de Incertezas em Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa” (intitulado de GPG2000) e o “Boas práticas para Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas” (intitulado de GPG-LULUCF).

Através de convite feito pelo UNFCCC em 2002, em convenção realizada em Nova Deli, o IPCC iniciou o processo de atualização das diretrizes de 1996, com o intuito de aprimorar os métodos e critérios e inserir novas abordagens na avaliação das emissões (IPCC, 2006).

O trabalho de atualização foi finalizado em 2006, com a divulgação da **Diretriz para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa (Diretriz IPCC 2006)**. Este material compila as boas práticas, métodos e critérios de decisão da versão anterior e de documentos complementares do IPCC para elaboração de inventários nacionais.

As diretrizes de 2006 são divididas em cinco volumes. O primeiro volume descreve as etapas básicas para o desenvolvimento de inventários. Os volumes

seguintes fornecem orientação na estimativa de emissões de diferentes setores da economia. A Tabela 4 apresenta os tópicos abordados em cada um dos cinco volumes das diretrizes de 2006 (adaptado de IPCC, 2006).

Tabela 4 - Conteúdo abordado na Diretriz para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa de 2006 do IPCC

Volumes	Capítulos
1- Orientação Geral e Relatórios	1. Introdução às Diretrizes 2006 2. Abordagem para coleta de dados 3. Incertezas 4. Metodologia de escolha e identificação de categorias chaves 5. Consistência em séries temporais 6. Garantia da qualidade / controle da qualidade e verificação 7. Precursores e emissões indiretas 8. Relatórios e tabelas
2 - Energia	1. Introdução 2. Combustão de fontes estacionáras 3. Combustão de fontes móveis 4. Emissões fugitivas 5. Transporte, injeção e armazenagem de CO2 6. Abordagem de referência
3 - Processos Industriais e Uso de Produtos	1. Introdução 2. Emissões da indústria de minério 3. Emissões da indústria química 4. Emissões da indústria de metalúrgica 5. Produtos não-energéticos de combustíveis e uso de solventes 6. Emissões da indústria de eletrônicos 7. Emissões de fluorados substitutos de substâncias destruidoras da camada de ozônio 8. Fabricação e uso de outros produtos
4 - Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra	1. Introdução 2. Metodologias genéricas aplicáveis às categorias de múltiplo uso da terra 3. Representação consistente de terras 4. Florestas 5. Terras para colheita 6. Pradarias 7. Áreas alagadas 8. Áreas habitadas 9. Outras terras 10. Emissões da pecuária e manejo de rejeitos 11 Emissões de N2O do manejo de solos, e emissões de CO2 da aplicação de adubo e uréia 12. Produtos da colheita de madeira
5 - Resíduos	1. Introdução 2. Geração de resíduos, composição e gestão das informações 3. Disposição de resíduos sólidos 4. Tratamento biológico de resíduos sólidos 5. Incineração e queima a céu aberto de resíduos 6. Tratamento e descarte de efluentes

A Tabela 5 apresenta os principais gases cujos GWP são disponibilizados pelo IPCC e podem ser inseridos no inventário de emissões (IPCC, 2006).

Tabela 5 - Gases com valores de GWP disponíveis para uso em inventários

Nome	Símbolo
Dióxido de carbono	CO_2
Metano	CH_4
Óxido nitroso	N_2O
Hidrofluorcarbonos	HFCs (HFC-23 (CHF_3), HFC-134a (CH_2FCF_3), HFC-152a (CH_3CHF_2))
Perfluorcarbonos	PFCs (CF_4, C_2F_6, C_3F_8, C_4F_{10}, c-C_4F_8, C_5F_{12}, C_6F_{14}
Hexafluoreto de enxofre	SF_6
Trifluoreto de nitrogênio	NF_3
Pentafluoreto trifluorometil enxofre	SF_5CF_3
Éteres halogenados	$C_4F_9OC_2H_5$, $CHF_2OCF_2OC_2F_4OCHF_2$, $CHF_2OCF_2OCHF_2$
Outros halocarbonos	CF_3I, CH_2Br_2, $CHCl_3$, CH_3Cl, CH_2Cl_2

As diretrizes do IPCC para elaboração de inventários são destinadas aos governos dos países que reportam os dados de emissões de gases de efeito estufa à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, porém a metodologia sugerida pelo IPCC pode ser adaptada de forma a possibilitar a elaboração de inventários regionais ou setoriais. Exemplo disto ocorre com os inventários divulgados por Estados, cidades e corporações, que devem basear-se nos métodos propostos pelo IPCC, de forma a possibilitar a comparação entre os diversos inventários, além de padronizar o modelo de apresentação das informações.

Toda emissão de gás de efeito estufa, de acordo com as recomendações do IPCC, deve ser calculada como um produto de um **Dado de atividade** por um **Fator de emissão** adequado. Ou seja, a quantidade de combustível utilizado, considerando a maneira como ele é utilizado (BRASIL; JUNIOR; JUNIOR, 2008).

A seguinte expressão deve ser utilizada para calcular as emissões (IPCC, 2006):

$$E = DA \cdot FE \quad (1)$$

Onde,

E é o valor da emissão de um gás de efeito estufa, dado em unidade de massa ou volume do gás em questão. Exemplos: t CO_2, kg CH_4, t SF_6, etc.

DA é o valor do dado de atividade, que expressa a intensidade de uma fonte emissora. Exemplos: consumo de óleo diesel em geradores de energia elétrica (em kg), consumo de gasolina de uma frota de automóveis (em kg), etc.

FE é o fator de emissão, que expressa o quão intensiva é uma dada atividade em termos de emissão de gases de efeito estufa. Exemplos: fator de emissão de dióxido de carbono no uso de óleo diesel em geradores de energia elétrica (dado em t CO_2/kg de óleo diesel), fator de emissão de metano na combustão da gasolina em veículos automotores leves (dado em kg CH_4/kg de gasolina), etc.

A seguir é apresentada a definição dos principais termos que serão utilizados neste trabalho, necessários para o pleno entendimento das etapas de elaboração dos inventários (IPCC, 2006):

Escopo: define o nível de complexidade metodológica adotada para cada item avaliado no inventário. Existem três escopos definidos pelo IPCC.

O escopo 1 é o método padrão de análise, que utiliza valores de referência para determinação das emissões. Exemplo: fator de emissão médio global de CO_2 em usinas termelétricas a gás natural (valor padrão).

O escopo 2 utiliza uma análise com nível de detalhamento intermediário, e a diferença principal para o escopo 1 é que fatores de emissão específicos do país são utilizados ao invés de fatores padrão. Exemplo: fator de emissão médio nacional de CO_2 em usinas termelétricas a gás natural.

Já o escopo 3 incorpora a utilização de maior nível de detalhamento acerca do item que está sendo avaliado, e considera a utilização de modelos detalhados de emissões ou medições de pontos emissores de gases de efeito estufa específicos. Exemplo: fator de emissão de CO_2 específico de uma usina ou conjunto de usinas termelétricas a gás natural de uma região ou país.

Garantia da qualidade: realização de revisão dos procedimentos adotados durante a confecção do inventário, com vistas a correções ou melhorias nos processos. Deve ser conduzida por indivíduos que não estejam envolvidos diretamente na compilação do inventário.

Controle da qualidade: realização de atividades técnicas de rotina com o objetivo de avaliar e manter a qualidade do inventário durante sua elaboração. Deve ser conduzida por indivíduos envolvidos na compilação do inventário.

Incerteza: definido como o desvio padrão relativo à média associada a cada um dos componentes que compõem as estimativas de emissões de GEE. As incertezas podem estar relacionadas aos fatores de emissão, aos dados de atividades e às emissões totais. A incerteza ocorre tanto nos valores históricos, quanto nas tendências futuras de emissões. A Figura 8 mostra um exemplo de incerteza simétrica, com valor de 30%, associada ao fator de emissão de certa fonte (IPCC, 2006).

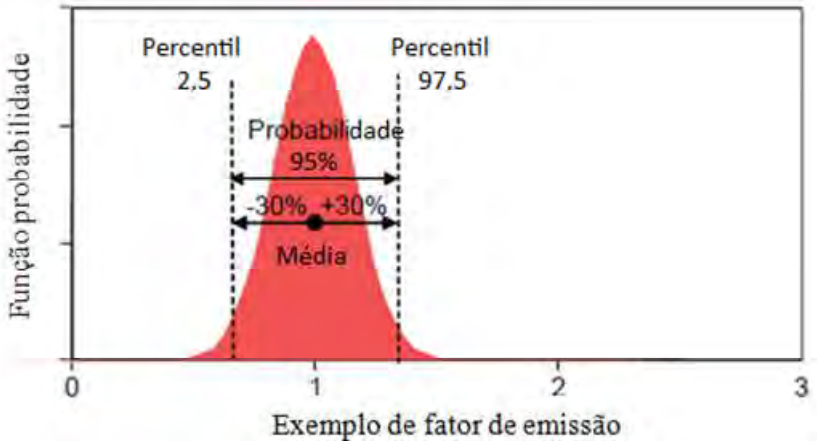

Figura 8 - Exemplo de incerteza simétrica

Categoria chave: termo utilizado para identificar a(s) categoria(s) que apresentam influência significativa no total de emissões (ou remoções) de gases de efeito estufa em termos absolutos, ou nas tendências ou incertezas associadas aos níveis de emissões.

2.8 Inventário brasileiro de emissões de gases de efeito estufa

O Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal é parte da Comunicação Nacional à Convenção Quadro da ONU sobre Mudança do Clima (MCT, 2009).

O primeiro inventário nacional foi divulgado no ano de 2004, contendo os dados de emissões entre os anos de 1990 e 2004, separados por setor, conforme orientação do IPCC. O segundo inventário nacional tornou-se público no ano de 2011, com dados referentes às emissões de 1990 a 2005; este trabalho apresenta as informações preliminares do segundo inventário, que foram divulgadas em 2009.

Na Tabela 6 são mostrados os níveis de emissões antrópicas de gases de efeito estufa no Brasil nos anos de 1990, 1994, 2000 e 2005 por setor (MCT, 2009).

Tabela 6 - Emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa no Brasil

	1990	**1994**	**2000**	**2005**	**Variação 1990/2005**	**Part. 1990**	**Part. 2005**
	Gg CO_2eq				%		
Energia	214.922	256.389	328.089	362.032	68	15,8	16,5
Processos Industriais	26.686	28.776	34.657	37.097	39	2,0	1,7
Agricultura	342.073	373.491	396.171	480.945	41	25,2	21,9
Mudança no Uso da Terra e Florestas	746.429	789.534	1.246.968	1.267.889	70	55,0	57,7
Tratamento de Resíduos	27.661	31.804	40.720	48.945	77	2,0	2,2
TOTAL	**1.357.770**	**1.479.994**	**2.046.605**	**2.196.908**	**62**	**100,0**	**100,0**

A Figura 9 apresenta a evolução das emissões de cada setor, conforme mostrado na Tabela 6.

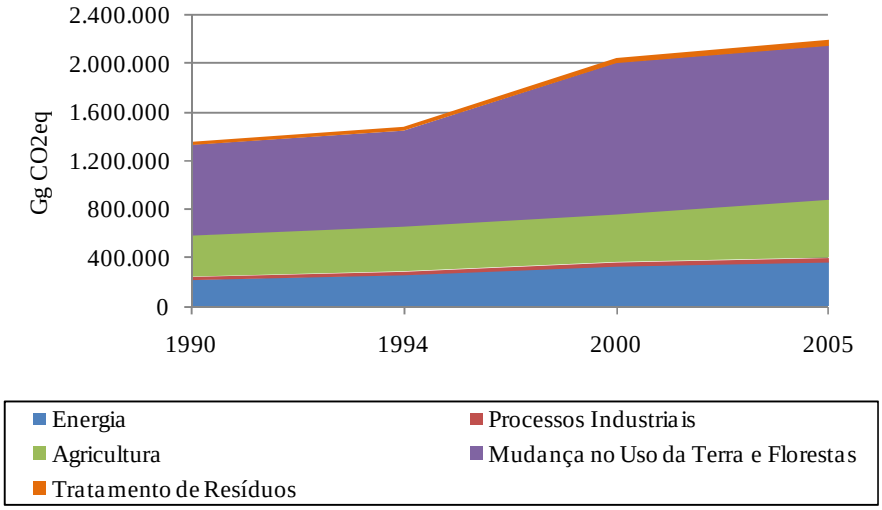

Figura 9 - Evolução das emissões brasileiras de gases de efeito estufa

É nítida a importância da mudança no uso da terra e florestas no perfil de emissões ilustrado na Figura 9. No ano de 2005, as emissões decorrentes deste setor representaram 57,7% do total de emissões do país, enquanto que o setor de energia, que tem grande relevância em outros países, foi responsável por 16,5% das emissões de gases de efeito estufa.

2.9 Inventário de emissões de gases de efeito estufa do Estado de São Paulo

Em virtude das mudanças climáticas, todos os países publicam seus inventários nacionais de emissões de gases de efeito estufa, como parte da Comunicação Nacional à Convenção Quadro da ONU sobre Mudança do Clima. No entanto, em âmbito estadual, ainda não há obrigatoriedade de elaboração do inventário por parte dos estados brasileiros.

A partir da instituição da Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo no ano de 2009, ficou estabelecido que o estado deve elaborar, atualizar periodicamente e colocar à disposição pública inventários de emissões antrópicas, discriminadas por fontes, e das remoções por meio de sumidouros, dos gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal, com emprego de metodologias comparáveis nacional e internacionalmente. Nesse sentido, no ano de 2011, foi divulgado o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e

Indiretos do Estado de São Paulo, que consta de dados de emissões do período entre 1990 a 2008.

A Tabela 7 mostra os níveis de emissões antrópicas de gases de efeito estufa no estado de São Paulo nos anos de 1990, 1994, 2000, 2005 e 2008 por setor (adaptado de CETESB, 2011).

Tabela 7 - Emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa no estado de São Paulo

	1990	**1994**	**2000**	**2005**	**2008**	**Variação 1990/2008**	**Part. 1990**	**Part. 2008**
			Gg CO_2eq				%	
Energia	57.078	65.661	81.225	80.017	87.066	53	59,8	63,5
Processos Industriais	6.711	8.335	11.118	20.610	13.502	101	7,0	9,8
Agricultura	25.872	28.600	28.633	29.818	27.423	6	27,1	20,0
Mudança no Uso da Terra e Florestas	0	0	0	0	0	-	0,0	0,0
Tratamento de Resíduos	5.838	6.328	7.678	9.366	9.219	58	6,1	6,7
TOTAL	**95.499**	**108.925**	**128.654**	**139.811**	**137.210**	**62**	**100,0**	**100,0**

A Figura 10 apresenta a evolução das emissões de cada setor, conforme mostrado na Tabela 7.

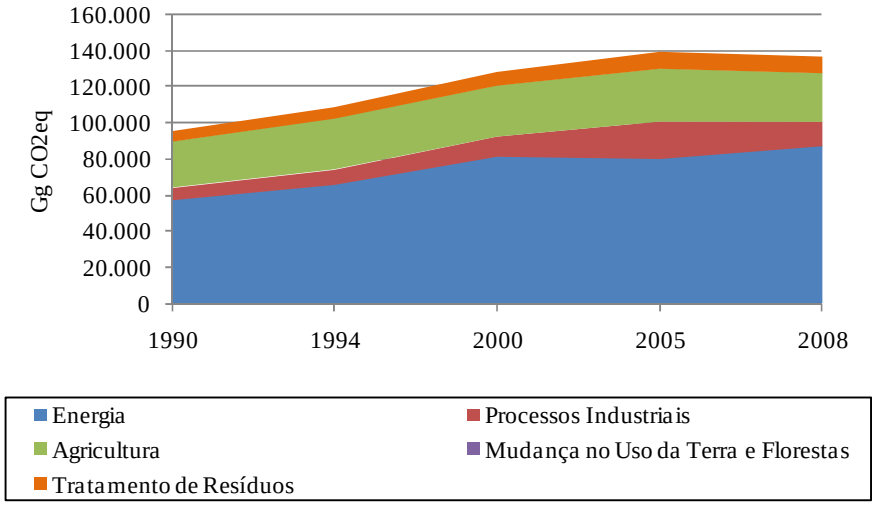

Figura 10 - Evolução das emissões de gases de efeito estufa do estado de São Paulo

Dentre os setores que mais contribuíram para o aumento das emissões de CO_2 no Estado, merece destaque o de Transportes (56% em 2005), sendo que o segmento Rodoviário foi responsável por 81% das emissões totais do transporte (CETESB, 2011).

3 ESTUDO DE CASO: INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE

O ponto de partida para a definição de propostas e ações que visem à redução dos níveis de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada, com o intuito final de atingir os objetivos propostos pela Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo, é a elaboração do inventário de emissões de GEE da empresa.

Como o objetivo da PEMC é a redução das emissões absolutas do ano de 2020 tendo como base o ano de 2005, o inventário de emissões compreenderá todo o período citado, e abordará de forma detalhada as emissões diretas de gases de efeito estufa de cada uma das cinco unidades industriais instaladas no Estado de São Paulo, as quais denominaremos de UF1, UF2, UF3, UF4 e UF5.

Serão utilizados dados reais (ou estimativas em alguns casos) para o período compreendido entre 2005 a 2010. Já para o intervalo de tempo entre 2011 e 2020 serão admitidas considerações acerca das emissões futuras previstas e da taxa de crescimento da empresa, baseado no histórico dos anos anteriores à elaboração do inventário e seguindo as orientações do IPCC sobre construção de séries temporais e estimativas.

As etapas básicas do ciclo de desenvolvimento de inventários proposto pelo IPCC são mostradas na Figura 11 (adaptado de IPCC, 2006).

Preferencialmente, o inventário deve ser iniciado tomando-se como base os dados de inventários anteriores. A empresa estudada elabora anualmente um inventário de emissões de gases de efeito estufa, porém o documento gerado não considera algumas categorias emissoras de GEE na empresa, e utiliza apenas a abordagem Escopo 1 para definição do valor do fator de emissão das atividades emissoras (utilização de métodos de referência, com baixo nível de detalhamento).

Desta forma, o inventário elaborado pela empresa será utilizado apenas como referência para determinação das categorias chave do inventário a ser utilizado neste estudo.

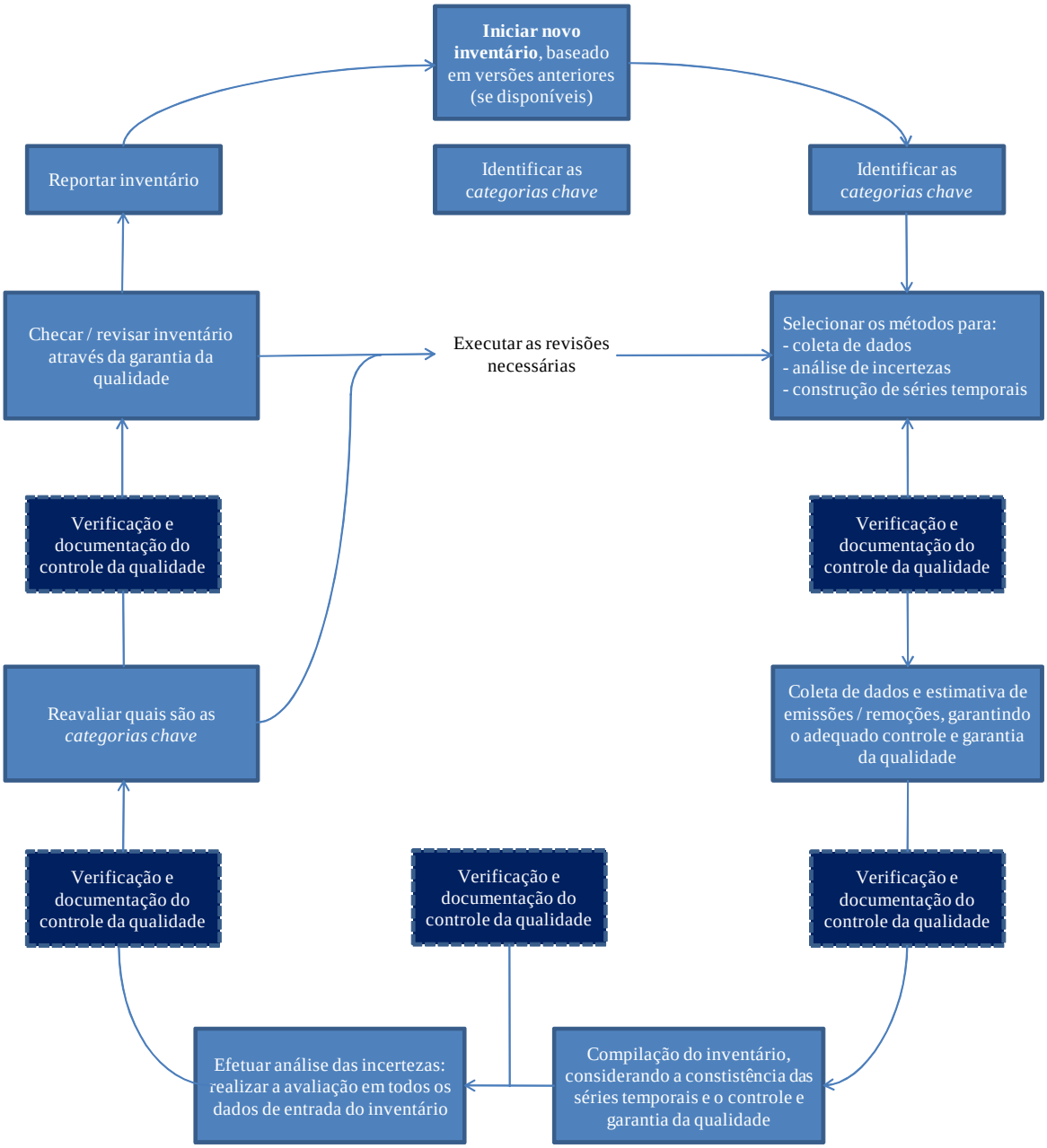

Figura 11 - Etapas básicas do ciclo de desenvolvimento de inventários de GEE

3.1 Identificação das categorias chave

As categorias chave são aquelas mais significativas para o total de emissões de gases de efeito estufa em termos absolutos, ou aquelas com grandes incertezas associadas às estimativas, ou ainda aquelas com grande tendência de incremento no futuro. O esforço maior para coleta de dados deve ser focado nestas categorias.

Para que sejam estimadas as emissões de gases de efeito estufa de categorias consideradas chave, o IPCC (2006) recomenda que sejam utilizados métodos mais detalhados de análise (escopo 2 ou escopo 3), embora nem sempre seja possível. No caso de falta de dados ou recursos para aplicação de escopos mais altos, deve-se utilizar o método de referência (escopo 1), e estudar formas de utilização de escopos mais altos para as categorias chave em inventários futuros.

Na determinação das categorias chave, cada gás de efeito estufa deve ser tratado separadamente (CO_2, CH_4, N_2O, etc), já que dentro de uma mesma categoria o impacto nas emissões para um gás pode ser considerado mais significativo do que outro gás (IPCC, 2006).

Há três abordagens possíveis para identificação das categorias chave. As características de cada uma destas abordagens são mostradas na Tabela 8 (IPCC, 2006).

Tabela 8 - Abordagens disponíveis para identificação de categorias chave

Tipo de abordagem	Características
Abordagem 1	As categorias chave são determinadas utilizando o somatório cumulativo de emissões de cada categoria, até um certo limite. As categorias chave serão aquelas que, somadas em ordem decrescente de representatividade, atinjam 95% do total de emissões de GEE.
Abordagem 2	Este método deve ser utilizado se as incertezas associadas a cada categoria forem conhecidas, sendo que as categorias são classificadas de acordo com sua contribuição para as incertezas. Sempre que esta abordagem for utilizada, a Abordagem 1 deve ser realizada em paralelo, já que ambas são complementares.
Critério qualitativo	Este método somente deve ser utilizado na determinação de categorias chave quando não há dados disponíveis de inventários anteriores para aplicação das outras duas abordagens, e leva em consideração o conhecimento de especialistas e o bom senso. Correções futuras acerca da classificação de uma categoria como chave podem ser necessárias após conclusão do inventário, conforme mostrado na Figura 11.

A Figura 12 apresenta a árvore de decisão para definição do tipo de abordagem que deve ser utilizada para definição das categorias chave (IPCC, 2006).

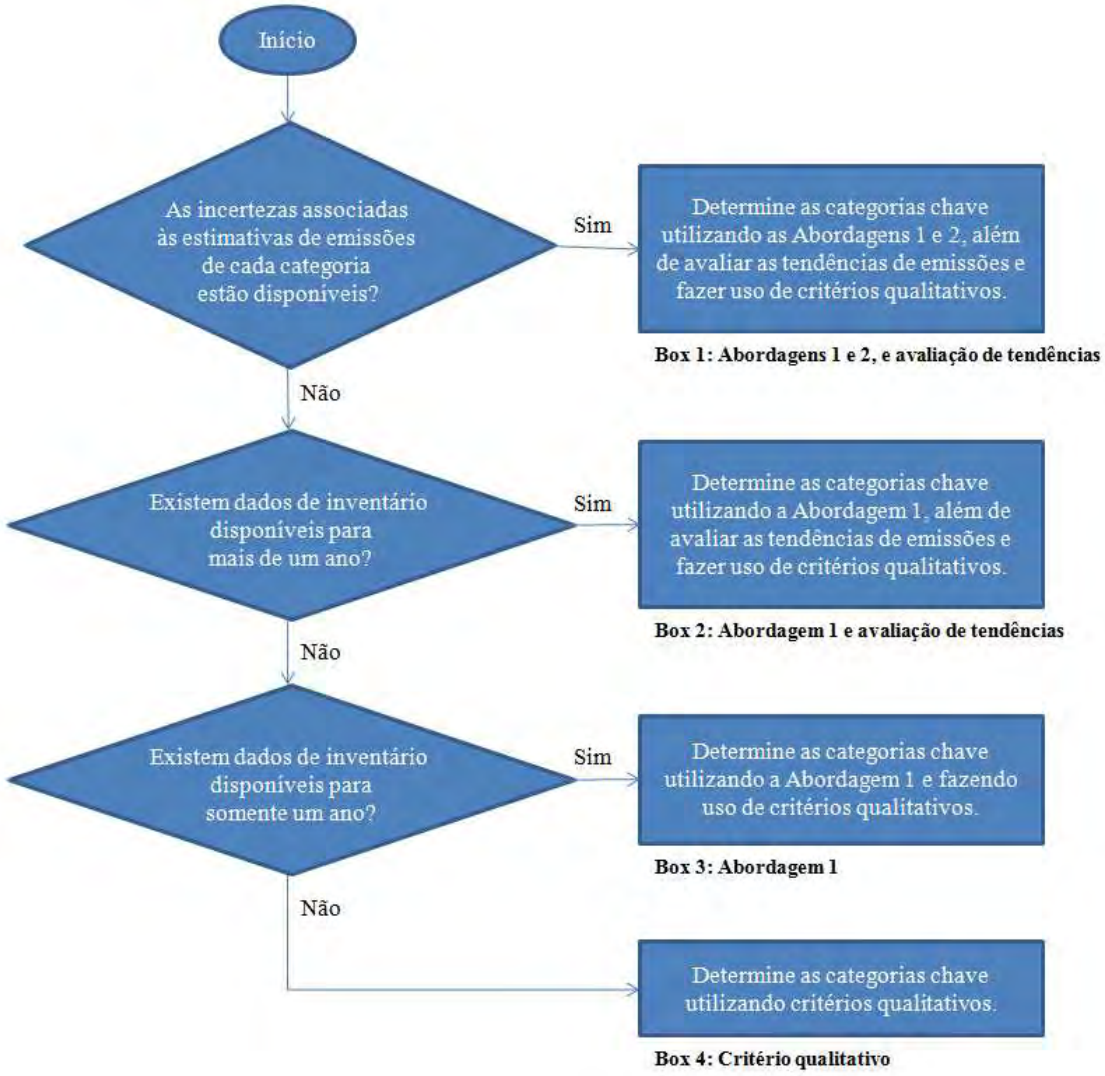

Figura 12 - Árvore de decisão para definição do tipo de abordagem para identificação de categorias chave

A empresa estudada elaborou no ano de 2010 um inventário de emissões de GEE, que englobou as emissões do ano de 2009 de algumas categorias emissoras. Consideram-se, para fins de identificação das categorias chave, os dados do referido inventário. Desta forma, utiliza-se a abordagem descrita no *box* 3 da Figura 12, que toma como base as informações preliminares de um inventário elaborado anteriormente.

A Tabela 9 mostra o nível de emissões de gases de efeito estufa no ano de 2009 de cada uma das cinco unidades fabris localizadas no Estado de São Paulo (dados internos fornecidos pela empresa, e que servem apenas como base para a identificação das categorias chave).

Tabela 9 - Emissões preliminares de gases de efeito estufa no ano de 2009 elaborado pela empresa estudada

Unidade fabril	**Escopo 1**[1] **t CO_2eq**	**Escopo 2**[2] **t CO_2eq**	**Escopo 3 t CO_2eq**	**Total t CO_2eq**
UF1	43.019	1.860	ND [3]	**44.879**
UF2	35.922	1.844	ND	**37.766**
UF3	21.678	833	ND	**22.511**
UF4	6.614	949	ND	**7.563**
UF5	704	1.581	ND	**2.285**
Total	**107.937**	**7.067**	**ND**	**115.004**

[1] Composto basicamente por *combustão estacionária*

[2] Composto pelo *uso de eletricidade diretamente da rede elétrica*

[3] Dados não disponibilizados pela empresa

A empresa não informou os dados de cada unidade fabril para o escopo 3 da Tabela 9 (confidencialidade), porém informou que as emissões de escopo 3 são compostas basicamente por combustão de fontes móveis, e representam aproximadamente 7,6% do total de emissões identificadas pela empresa no Brasil em 2009.

Após avaliar as informações da Tabela 9, duas categorias são consideradas chave neste trabalho:

Combustão estacionária para geração de vapor: emissões pelo uso de combustíveis para geração de energia térmica (vapor) para os processos produtivos;

Uso de eletricidade da rede elétrica: consumo de energia elétrica diretamente da distribuidora local de energia.

As emissões de CO_2 decorrentes destas categorias são consideradas chave neste estudo. Já as emissões de outros gases na categoria combustão estacionária, tais como CH_4 e N_2O, não são tratadas como categorias chave.

3.2 Coleta de dados de atividades emissoras de gases de efeito estufa

Como demonstrado no item anterior, as duas categorias chave para a elaboração do inventário de gases de efeito estufa da empresa estudada estão relacionadas à área energética (combustão estacionária para geração de vapor e uso de eletricidade da rede elétrica).

Seguindo as diretrizes apontadas pelo IPCC (2006), as atividades relacionadas na Tabela 10 foram identificadas como potenciais emissoras de gases de efeito estufa nas cinco unidades fabris localizadas no Estado de São Paulo, e devem ter suas emissões quantificadas neste estudo.

Tabela 10 - Atividades emissoras de gases de efeito estufa da empresa estudada

Atividade	Categoria chave	Observação
Uso de eletricidade da rede elétrica	Sim	As cinco unidades fabris (UF) fazem uso de energia elétrica fornecida pela distribuidora local. Os dados de atividades (em MWh) para este estudo foram obtidos a partir dos medidores de energia elétrica instalados na subestação de entrada de cada UF.
Combustão estacionária para geração de vapor	Sim	Os dados de atividades referem-se ao consumo de combustíveis para geração de vapor para os processos produtivos das unidades fabris, seja através de geradores de vapor convencionais ou de usinas de cogeração.
Combustão móvel - empilhadeiras	Não	Utilização de combustíveis para as empilhadeiras utilizadas nas unidades fabris.
Combustão móvel - viagens de negócios	Não	Utilização de combustíveis para fins de transporte de funcionários para eventos e trabalhos externos. Os meios de transporte deste item incluem viagens com veículos de passeio e aeronaves.
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	Não	Decorrente da emissão de fluídos refrigerantes dos sistemas de condicionamento de ar das unidades fabris.

Na Tabela 11 apresentam-se as atividades que não foram incluídas no inventário de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada, bem como o motivo da não inclusão.

Tabela 11 - Atividades não incluídas no inventário de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada

Atividade	Motivo da não inclusão no inventário
Combustão estacionária para geração de vapor - biomassa	A unidade fabril UF5 utiliza biomassa como combustível para geração de vapor nas caldeiras. O IPCC recomenda que seja realizada uma análise prévia a fim de determinar se emissões decorrentes de biomassa devem ou não ser incluídas no inventário de emissões. Neste estudo, a emissão líquida de CO_2 pela combustão de biomassa será considerada nula, uma vez que durante o ciclo fotossintético seguinte ocorrerá absorção de CO_2 atmosférico que foi liberado anteriormente na combustão, desde que a utilização da biomassa seja acompanhada da equivalente reposição de matéria prima vegetal.
Combustão móvel - transporte de cargas	Dados não disponibilizados pela empresa.
Combustão de biogás em *flare* da estação de tratamento de efluentes	O biogás gerado pelas estações de tratamento de efluentes através de fermentação anaeróbia tem origem orgânica, ou seja, o balanço de emissões de CO_2 é igual a zero, já que o carbono contindo no biogás advém de biomassa. Já as emissões de CH_4 e N_2O devidas à combustão do biogás em *flares* são pouco significativas, e não serão consideradas neste estudo.
Processo produtivo - emissão de CO_2	Durante o processo de fabricação do produto da empresa estudada ocorre a liberação de CO_2, porém estas emissões não devem ser computadas, já que elas são provenientes de biomassa.

A seguir são descritas cada uma das atividades emissoras de gases de efeito estufa identificadas na Tabela 10.

A) Uso de eletricidade da rede elétrica:

As cinco unidades fabris estão conectadas à distribuidora local para suprimento de energia elétrica. Todas elas têm Sistemas de Medição para Faturamento (SMF) instalados em suas respectivas subestações de transformação, que são os equipamentos responsáveis pela medição das grandezas elétricas de cada unidade consumidora de energia. Todos os dados relacionados ao uso de eletricidade da rede elétrica foram obtidos a partir destes medidores, sendo que as incertezas associadas a estas medições serão tratadas no item 3.5 deste trabalho.

Nas unidades UF1 e UF2 há usinas de cogeração que operam para suprir parte das necessidades de energia elétrica e térmica (vapor) dos processos produtivos. Já as unidades UF3, UF4 e UF5 recebem 100% da energia elétrica consumida através da

distribuidora local de energia, sem qualquer tipo de autogeração dentro das plantas industriais.

A Tabela 12 mostra o valor do consumo mensal de energia elétrica das cinco unidades fabris oriundo da distribuidora local (rede elétrica) no período entre jan. 2005 e dez. 2010.

Tabela 12 - Consumo mensal de eletricidade oriunda da rede elétrica entre jan. 2005 e dez. 2010

	jan MWh	fev MWh	mar MWh	abr MWh	mai MWh	jun MWh	jul MWh	ago MWh	set MWh	out MWh	nov MWh	dez MWh	Total MWh
Ano de 2005													
UF1	5.820	5.508	5.662	5.998	5.398	5.220	4.891	5.971	5.961	6.830	6.389	7.698	**71.346**
UF2	4.680	4.242	4.437	4.541	4.499	3.822	3.456	4.491	4.676	5.275	5.363	5.766	**55.248**
UF3	2.697	2.343	2.623	2.608	2.392	2.537	2.537	2.483	2.465	2.735	2.733	3.050	**31.203**
UF4	2.811	2.710	2.590	3.062	2.890	2.575	2.325	2.692	2.929	3.340	3.291	3.702	**34.917**
UF5	3.738	3.230	3.546	3.457	3.137	3.167	3.257	3.352	3.465	3.854	3.869	4.092	**42.164**
Total	**19.746**	**18.033**	**18.858**	**19.666**	**18.316**	**17.321**	**16.466**	**18.989**	**19.496**	**22.034**	**21.645**	**24.308**	**234.878**
Ano de 2006													
UF1	5.580	5.958	6.831	6.094	5.111	5.309	5.169	5.566	6.203	7.020	7.232	7.684	**73.757**
UF2	5.807	5.379	5.870	4.378	4.705	3.874	4.356	4.891	4.752	4.987	5.927	6.411	**61.337**
UF3	2.928	2.916	3.095	2.380	2.786	2.494	2.727	2.825	2.819	3.094	3.127	3.439	**34.630**
UF4	2.930	3.237	3.397	3.171	2.888	2.456	2.792	2.863	3.106	3.259	3.333	3.623	**37.055**
UF5	3.864	3.665	3.976	3.569	3.433	3.293	3.247	3.507	3.636	3.995	3.996	4.145	**44.326**
Total	**21.109**	**21.155**	**23.169**	**19.592**	**18.923**	**17.426**	**18.291**	**19.652**	**20.516**	**22.355**	**23.615**	**25.302**	**251.105**
Ano de 2007													
UF1	6.968	6.478	6.639	5.757	5.812	4.929	4.929	5.131	6.025	6.670	7.216	7.982	**74.536**
UF2	6.850	5.361	5.615	5.502	5.100	4.212	4.618	5.542	5.906	6.629	6.611	7.334	**69.280**
UF3	3.152	2.871	3.318	3.060	2.916	2.766	3.004	2.812	2.953	3.096	2.907	3.228	**36.083**
UF4	3.328	3.258	3.389	3.235	3.191	2.403	2.622	2.693	2.808	3.478	3.335	3.606	**37.346**
UF5	4.072	3.714	3.932	3.832	3.656	3.369	3.539	3.691	3.575	4.033	3.898	4.195	**45.506**
Total	**24.370**	**21.682**	**22.893**	**21.386**	**20.675**	**17.679**	**18.712**	**19.869**	**21.267**	**23.906**	**23.967**	**26.345**	**262.751**
Ano de 2008													
UF1	7.079	6.213	5.390	5.260	6.089	5.603	4.970	5.450	5.573	6.136	6.345	7.332	**71.440**
UF2	6.959	5.618	5.281	5.343	5.486	4.374	4.419	4.838	5.272	5.623	6.256	7.234	**66.703**
UF3	3.164	2.918	2.959	2.780	2.716	2.509	2.595	2.641	2.672	2.859	2.882	3.209	**33.904**
UF4	3.180	2.468	2.832	2.625	2.680	2.468	2.574	2.831	3.038	3.306	3.321	3.855	**35.178**
UF5	4.027	3.769	3.469	3.647	3.696	3.512	3.567	3.592	3.591	3.713	3.996	4.181	**44.760**
Total	**24.409**	**20.986**	**19.931**	**19.655**	**20.667**	**18.466**	**18.125**	**19.352**	**20.146**	**21.637**	**22.800**	**25.811**	**251.985**
Ano de 2009													
UF1	6.424	5.848	6.889	6.040	6.190	5.446	5.188	6.347	5.854	6.710	6.813	7.944	**75.693**
UF2	6.397	5.651	6.758	6.186	6.317	4.484	5.571	6.080	6.617	6.938	7.164	7.865	**76.028**
UF3	2.897	2.467	2.862	2.625	2.686	2.564	2.513	2.793	2.622	2.923	2.922	3.330	**33.204**
UF4	2.934	2.668	3.155	2.990	2.841	2.426	2.871	3.074	3.299	3.411	4.106	4.798	**38.573**
UF5	4.043	3.731	3.866	3.567	3.870	3.472	3.548	3.797	3.775	3.870	4.016	4.121	**45.676**
Total	**22.695**	**20.365**	**23.530**	**21.408**	**21.904**	**18.392**	**19.691**	**22.091**	**22.167**	**23.852**	**25.021**	**28.058**	**269.174**
Ano de 2010													
UF1	7.612	4.649	5.962	4.191	3.575	945	1.041	1.511	2.982	2.395	2.365	4.188	**41.416**
UF2	7.148	6.456	6.763	6.390	6.298	5.714	5.634	6.167	5.082	3.087	3.573	4.817	**67.129**
UF3	3.134	2.744	2.887	2.590	2.782	2.643	2.574	2.261	2.563	2.867	2.605	3.146	**32.796**
UF4	4.038	3.384	4.031	3.670	3.379	3.187	3.276	3.045	3.493	3.914	3.604	4.549	**43.570**
UF5	4.132	3.561	3.791	3.375	3.770	3.554	3.670	3.982	4.327	5.257	5.089	5.463	**49.971**
Total	**26.064**	**20.794**	**23.434**	**20.216**	**19.804**	**16.043**	**16.195**	**16.966**	**18.447**	**17.520**	**17.236**	**22.163**	**234.882**

A Tabela 13 mostra o valor do consumo anual de energia elétrica oriunda da distribuidora local de cada unidade fabril no período compreendido entre os anos de 2005 e 2010.

Tabela 13 - Consumo anual de eletricidade oriunda da rede elétrica entre os anos de 2005 e 2010

Valores em MWh	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
UF1	71.346	73.757	74.536	71.440	75.693	41.416
UF2	55.248	61.337	69.280	66.703	76.028	67.129
UF3	31.203	34.630	36.083	33.904	33.204	32.796
UF4	34.917	37.055	37.346	35.178	38.573	43.570
UF5	42.164	44.326	45.506	44.760	45.676	49.971
Total	**234.878**	**251.105**	**262.751**	**251.985**	**269.174**	**234.882**

Observa-se uma queda no uso de energia da rede elétrica no ano de 2010. Isto se deve ao fato de as unidades fabris UF1 e UF2 terem iniciado a operação de usinas de cogeração a gás natural para suprir parte das necessidades energéticas das plantas durante o ano de 2010. Ainda neste capítulo, será visto que o consumo de gás natural destas unidades fabris (para utilização nas usinas) teve um acréscimo considerável a partir do início de operação das usinas de cogeração.

B) Combustão estacionária para geração de vapor:

A matriz energética de geração de vapor para os processos produtivos das indústrias estudadas é bastante diversificada em tipo de combustível e tecnologias utilizadas. A Tabela 14 apresenta os tipos de combustíveis e de tecnologias para geração de energia térmica de cada planta (geração primária, secundária e terciária).

Tabela 14 - Tipos de combustíveis e tecnologias empregadas para geração de vapor em cada unidade fabril

Unidade	**Geração primária de vapor**		**Geração secundária de vapor**		**Geração terciária de vapor**	
fabril	**Combustível**	**Tecnologia**	**Combustível**	**Tecnologia**	**Combustível**	**Tecnologia**
UF1	Gás natural	Usina de cogeração	Gás natural	Gerador de vapor aquatubular	Diesel	Gerador de vapor aquatubular
UF2	Gás natural	Usina de cogeração	Gás natural	Gerador de vapor aquatubular	Diesel	Gerador de vapor aquatubular
UF3	Gás natural	Gerador de vapor aquatubular	Diesel	Gerador de vapor aquatubular	-	-
UF4	Óleo BPF 3A	Gerador de vapor aquatubular	Diesel	Gerador de vapor aquatubular	-	-
UF5	Biomassa[1]	Gerador de vapor aquatubular	Diesel	Gerador de vapor aquatubular	-	-

[1] O tipo de biomassa utilizada como combustível não será informado por questão de confidencialidade

Na Tabela 15 são apresentados os dados de quantidades consumidas de combustíveis para geração de vapor nas cinco plantas no período compreendido entre jan. 2005 e dez. 2010, assim como o respectivo valor do Poder calorífico inferior (PCI) de cada combustível.

Tabela 15 - Quantidades consumidas de combustíveis para geração de vapor entre jan. 2005 e dez. 2010 e valor do PCI de cada combustível

	Unidade	PCI adotado neste estudo kcal/un	PCI padrão do IPCC[5] kcal/kg[6]	Consumo 2005	Consumo 2006	Consumo 2007	Consumo 2008	Consumo 2009	Consumo 2010
UF1									
Gás natural	Nm^3	8.762[1]	11.465	21.803.376	21.978.296	20.343.093	18.618.152	20.239.128	29.490.869
UF2									
Gás natural	Nm^3	8.762	11.465	13.988.289	14.519.607	15.792.098	14.760.251	16.803.869	20.620.087
UF3									
Gás natural	Nm^3	8.762	11.465	10.893.947	11.690.522	11.718.895	10.656.311	10.395.631	9.885.264
UF4									
Óleo BPF 3A	kg	9.649[2]	9.649	1.526.824	1.568.626	1.767.604	1.797.170	1.851.626	2.087.057
UF5									
Biomassa	kg	588[3]	NA[7]	205.444.405	215.174.285	205.811.153	192.705.571	225.197.590	235.179.705
Diesel	kg	10.235[4]	10.270	888.799	1.031.747	537.981	776.337	744.645	679.552

[1] Fonte: Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ) do gás natural fornecido para a empresa (2008)
[2] Fonte: IPCC (2006)
[3] Valor informado pela empresa estudada
[4] PCI conforme apresentado por Almeida
[5] Fonte: IPCC (2006)
[6] O IPCC apresenta os valores de PCI em unidades de massa, e não de volume de combustível
[7] Não aplicável

C) Combustão móvel - empilhadeiras:

A empresa estudada faz uso de dois combustíveis distintos para as empilhadeiras. A Tabela 16 apresenta os dados de quantidades consumidas de combustíveis para uso em empilhadeiras nas cinco plantas no período compreendido entre jan. 2005 e dez. 2010, assim como o respectivo valor do Poder calorífico inferior (PCI) de cada combustível.

Tabela 16 - Quantidades consumidas de combustíveis para uso em empilhadeiras entre jan. 2005 e dez. 2010 e valor do PCI de cada combustível

	Unidade	PCI adotado neste estudo kcal/un	PCI padrão do IPCC[2] kcal/kg	Consumo 2005	Consumo 2006	Consumo 2007	Consumo 2008	Consumo 2009	Consumo 2010
UF1									
Gás natural	Nm^3	8.762	11.465[3]	212.580	214.511	216.023	217.765	219.965	221.182
UF2									
Gás natural	Nm^3	8.762	11.465	145.449	149.947	150.701	149.208	151.558	154.651
UF3									
Gás natural	Nm^3	8.762	11.465	92.036	92.956	94.081	93.901	96.343	98.853
UF4									
GLP	kg	11.100[1]	11.297	136.506	137.744	139.005	138.473	142.088	145.144
UF5									
GLP	kg	11.100	11.297	122.810	127.757	129.574	125.294	129.296	130.848

[1] Fonte: manual técnico do fornecedor

[2] Fonte: IPCC (2006)

[3] O IPCC apresenta os valores de PCI em unidades de massa, e não de volume de combustível

D) Combustão móvel - viagens de negócios:

Os funcionários da empresa estudada eventualmente necessitam realizar serviços externos, ou ainda participar de reuniões ou outros eventos. Como não existem dados suficientes para avaliar com exatidão o consumo de combustíveis para fins de viagens de negócios, será adotado o escopo 1 para quantificar o uso de combustíveis. Todas as incertezas associadas a estas estimativas são abordadas no item 3.5 deste trabalho.

A quantidade anual de viagens de negócios via transporte rodoviário, assim como a estimativa de duração de cada viagem e consumo de combustível no ano de 2010 é mostrada na Tabela 17 (todos os veículos empregados na empresa utilizam o Gás Natural Veicular como combustível).

Tabela 17 - Dados de combustão móvel para transporte rodoviário de funcionários da empresa no ano de 2010

	Tipo de combustível utilizado	PCI do combustível kcal/Nm^3	Quantidade de viagens/ano[1]	Distância percorrida[1] km/viagem	Consumo de combustível[2] Nm^3/km	Consumo anual de combustível Nm^3
UF1	Gás natural veicular	8.762	183	450	14,9	5.527
UF2	Gás natural veicular	8.762	220	450	14,9	6.644
UF3	Gás natural veicular	8.762	110	360	14,9	2.658
UF4	Gás natural veicular	8.762	119	450	14,9	3.594
UF5	Gás natural veicular	8.762	128	540	14,9	4.639

[1] Informações estimadas através de julgamento de cada fábrica

[2] Fonte: IPCC (1996)

Já a quantidade anual de viagens realizadas via transporte aéreo, assim como a estimativa de distâncias percorridas, de consumo de combustíveis e de energia consumida (em MJ) relacionados ao transporte aéreo de funcionários no ano de 2010 é mostrada na Tabela 18.

Tabela 18 - Dados de combustão móvel para transporte aéreo de funcionários da empresa no ano de 2010

	Tipo de combustível utilizado	PCI do combustível[1]	Quantidade de passageiros/ano[2]	Distância percorrida[2]	Consumo específico de energia[3]	Consumo anual de energia
		kcal/kg		km/passageiro	kJ/ (passageiro x km)	MJ
Aviação doméstica						
UF1	Querosene de aviação	10.581	26	1.200	4.000	124.800
UF2	Querosene de aviação	10.581	29	1.200	4.000	139.200
UF3	Querosene de aviação	10.581	16	1.200	4.000	76.800
UF4	Querosene de aviação	10.581	17	1.200	4.000	81.600
UF5	Querosene de aviação	10.581	18	1.200	4.000	86.400
Aviação internacional						
UF1	Querosene de aviação	10.581	3	20.000	2.000	120.000
UF2	Querosene de aviação	10.581	5	20.000	2.000	200.000
UF3	Querosene de aviação	10.581	3	20.000	2.000	120.000
UF4	Querosene de aviação	10.581	3	20.000	2.000	120.000
UF5	Querosene de aviação	10.581	3	20.000	2.000	120.000

[1] Fonte: IPCC (2006)

[2] Informações estimadas através de julgamento de cada fábrica

[3] Fonte: HydroQuébec (2006)

Por indisponibilidade de informações, e considerando que a combustão móvel devida a viagens de negócios não é uma categoria chave, os dados de consumo do período entre 2005 e 2009 são considerados iguais ao do ano de 2010.

E) Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar:

O IPCC propõe diversos métodos para estimar as emissões de gases de efeito estufa dos sistemas de condicionamento de ar e refrigeração. Neste trabalho optou-se pelo escopo 2a, que recomenda a estimativa das emissões de GEE em quatro etapas:

- Emissões na transferência entre contêineres
- Emissões na carga de refrigerantes para equipamentos novos
- Emissões durante o ciclo de vida do equipamento

- Emissões após disposição final do equipamento

Nem sempre é possível obter todos os dados necessários para estimar as emissões das quatro etapas acima, de forma que deve-se utilizar o julgamento de especialistas e pessoas envolvidas com os processos que estão sendo estudados. Devido à dificuldade de estimar os dados das quatro etapas, somente as emissões que ocorrem durante o ciclo de vida dos equipamentos serão consideradas.

A Tabela 19 mostra os dados de atividades relacionadas ao uso de sistemas condicionadores de ar no ano de 2010.

Tabela 19 - Dados de uso de produtos em sistemas de condicionamento de ar no ano de 2010

	Tipo de Refrigerante utilizado	**Número de equipamentos[1]**	**Quantidade média de refrigerante por equipamento[2]**	**Quantidade total de refrigerante**
			kg / equipamento	**kg**
UF1	R-22	30	4	120
	R-410A	70	6	420
UF2	R-22	36	4	144
	R-410A	84	6	505
UF3	R-22	18	4	72
	R-410A	42	6	252
UF4	R-22	20	4	78
	R-410A	46	6	273
UF5	R-22	21	4	84
	R-410A	49	6	294

[1] Informado por cada unidade fabril

[2] Valor médio extraído de Springer (2010)

3.3 Fatores de emissão de gases de efeito estufa

Segundo o IPCC (2006), o fator de emissão de cada atividade com potencial para a geração de gases de efeito estufa é definido como um coeficiente que quantifica as emissões de um dado gás para cada atividade desenvolvida, sendo expresso pela massa de gás de efeito estufa por unidade de energia.

Na Tabela 20 são mostrados os valores dos fatores de emissão considerados neste estudo para cada atividade emissora de gás de efeito estufa apresentada no item 3.2, com exceção do fator de emissão devido ao uso de eletricidade da rede elétrica.

Tabela 20 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa das atividades desenvolvidas pela empresa

	Fator de emissão de CO_2[1]	Fator de emissão de CH_4[2]	Fator de emissão de N_2O[2]	Fator de emissão de fluidos refrigerantes[7]
	kg CO_2 / TJ	kg CH_4 / TJ	kg N_2O / TJ	% da massa total / ano
Gás natural				
Cogeração (ciclo combinado	56.100	1 [3]	3 [3]	
Caldeiras	56.100	1	1	
Empilhadeiras	56.100	171 [4]	10 [4]	
Veículos automotores leves	56.100	171 [4]	10 [4]	
Óleo BPF 3A				
Caldeiras	77.400	3	0,3	
Diesel				
Caldeiras	74.100	0,2	0,4	
GLP				
Empilhadeiras	63.100	8 [6]	3 [6]	
Querosene de aviação				
Aviação	71.500	0,5 [5]	2 [5]	
Fluídos refrigerantes				
R-22				5,5
R-410A				5,5

[1] Fonte: IPCC (2006)
[2] Fonte: U. S. EPA (2005) apud IPCC (2006), exceto quando indicado o contrário
[3] Fonte: Tsupari et al. (2006) apud IPCC (2006)
[4] Fonte: Borsari (2009)
[5] Fonte: Olivier (1991, 1995) e Wiesen et al. (1994) apud IPCC (2006)
[6] Fonte: Danish Environmental Protection Agency (1992) apud EEA (2009)
[7] Fonte: UNEP (1999, 2003) apud IPCC (2006)

Os fatores de emissão pelo uso de energia elétrica proveniente do Sistema Interligado Nacional brasileiro para fins de elaboração de inventários são fixados oficialmente pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT, 2011a). Segue abaixo trecho que descreve a definição do fator de emissão para elaboração de inventários corporativos segundo o MCT:

> [...] Os fatores de emissão médios de CO_2 para energia elétrica a serem utilizados em inventários têm como objetivo estimar a quantidade de CO_2 associada a uma geração de energia elétrica determinada. Ele calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão gerando energia e não somente aquelas que estejam funcionando na margem. Se todos os consumidores de energia elétrica do SIN calculassem as suas emissões multiplicando a energia consumida por esse fator de emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN. Nesse sentido, ele deve ser usado quando o objetivo for quantificar as emissões da energia elétrica que está sendo gerada em determinado momento. Ele serve, portanto, para inventários em geral, corporativos ou de outra natureza. (MCT, 2011a).

Na Tabela 21 são mostrados os valores do fator de emissão de CO_2 pelo uso de eletricidade do SIN propostos pelo MCT (2011a) para fins de elaboração de inventários de emissões de gases de efeito estufa do período entre jan. 2005 e dez. 2010.

Tabela 21 - Fator de emissão de CO_2 pelo uso de eletricidade do SIN entre jan. 2005 e dez. 2010 para elaboração de inventários

t CO_2/MWh	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Ano 2005	0,0322	0,0346	0,0337	0,0275	0,0317	0,0306	0,0351	0,0336	0,0383	0,0360	0,0265	0,0280
Ano 2006	0,0322	0,0346	0,0337	0,0275	0,0317	0,0306	0,0351	0,0336	0,0383	0,0360	0,0265	0,0280
Ano 2007	0,0229	0,0195	0,0195	0,0197	0,0161	0,0256	0,0310	0,0324	0,0355	0,0377	0,0406	0,0496
Ano 2008	0,0584	0,0668	0,0599	0,0453	0,0459	0,0521	0,0437	0,0425	0,0411	0,0438	0,0334	0,0477
Ano 2009	0,0281	0,0237	0,0247	0,0245	0,0405	0,0369	0,0241	0,0199	0,0162	0,0179	0,0181	0,0194
Ano 2010	0,0211	0,0280	0,0243	0,0238	0,0341	0,0506	0,0435	0,0774	0,0907	0,0817	0,0869	0,0532

3.4 Compilação do inventário entre 2005 e 2010

A partir dos dados de atividades emissoras de gases de efeito estufa (item 3.2 do trabalho) e dos valores dos fatores de emissão expostos no item anterior, foi elaborada a Tabela 22, que apresenta a emissão absoluta de GEE oriunda da queima de combustíveis fósseis nas cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010.

Tabela 22 - Emissão de gases de efeito estufa pela queima de combustíveis fósseis nas cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010

Combustíveis fósseis Emissões do ano de 2010	**Consumo Massa, volume ou unidade de energia**	**Fator de conversão**	**Consumo**	**Fator de emissão de CO_2**	**Emissões de CO_2**	**Fator de emissão de CH_4**	**Emissões de CH_4**	**Fator de emissão de N_2O**	**Emissões de N_2O**
		kJ / unidade	**GJ**	**kg CO_2 / TJ**	**t CO_2**	**kg CH_4 / TJ**	**kg CH_4**	**kg N_2O / TJ**	**kg N_2O**
Gás natural									
Cogeração (Nm^3)	22.033.338	36.685	808.287	56.100	45.345	1	808	3	2.425
Caldeiras (Nm^3)	37.962.882	36.685	1.392.659	56.100	78.128	1	1.393	1	1.393
Empilhadeiras (Nm^3)	474.685	36.685	17.414	56.100	977	171	2.978	10	174
Veículos automotores leves (Nm^3)	23.062	36.685	846	56.100	47	171	145	10	8
Óleo BPF 3A									
Caldeiras (kg)	2.087.057	40.400	84.317	77.400	6.526	3	253	0	25
Diesel									
Caldeiras (kg)	679.552	42.852	29.120	74.100	2.158	0,2	6	0,4	12
GLP									
Empilhadeiras (kg)	275.992	46.473	12.826	63.100	809	8	103	3	38
Querosene de aviação									
Aviação (MJ)	1.188.800	1.000	1.189	71.500	85	0,5	1	2	2
Total					**134.076**		**5.685**		**4.078**

Na Tabela 23 é apresentado o valor da emissão de CO_2 decorrente da queima de combustíveis fósseis pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010.

Tabela 23 - Emissões de CO_2 das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010

Combustíveis fósseis				**t CO_2**			**Variação 2005/2010**	**Part. 2005**	**Part. 2010**
Emissões de CO_2	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**%**	**%**	**%**
Gás natural									
Cogeração	0	0	0	0	0	45.345	-	**0%**	**34%**
Caldeiras	96.080	99.172	98.484	90.624	97.629	78.128	**-19%**	**91%**	**58%**
Empilhadeiras	926	941	948	948	963	977	**5%**	**1%**	**1%**
Veículos automotores leves	47	47	47	47	47	47	**0%**	**0,04%**	**0,04%**
Óleo BPF 3A									
Caldeiras	4.774	4.905	5.527	5.620	5.790	6.526	**37%**	**5%**	**5%**
Diesel									
Caldeiras	2.822	3.276	1.708	2.465	2.364	2.158	**-24%**	**3%**	**2%**
GLP									
Empilhadeiras	760	779	788	773	796	809	**6%**	**1%**	**1%**
Querosene de aviação									
Aviação	85	85	85	85	85	85	**0%**	**0,1%**	**0,1%**
Total	**105.495**	**109.206**	**107.588**	**100.563**	**107.675**	**134.076**	**27%**	**100%**	**100%**

A Tabela 24 apresenta o valor da emissão de CH_4 decorrente da queima de combustíveis fósseis pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010.

Tabela 24 - Emissões de CH_4 das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010

Combustíveis fósseis				**kg CH_4**			**Variação 2005/2010**	**Part. 2005**	**Part. 2010**
Emissões de CH_4	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**%**	**%**	**%**
Gás natural									
Cogeração	0	0	0	0	0	808	-	**0%**	**14%**
Caldeiras	1.713	1.768	1.756	1.615	1.740	1.393	**-19%**	**34%**	**24%**
Empilhadeiras	2.823	2.869	2.891	2.891	2.935	2.978	**5%**	**57%**	**52%**
Veículos automotores leves	145	145	145	145	145	145	**0%**	**3%**	**3%**
Óleo BPF 3A									
Caldeiras	185	190	214	218	224	253	**37%**	**4%**	**4%**
Diesel									
Caldeiras	8	9	5	7	6	6	**-24%**	**0,2%**	**0,1%**
GLP									
Empilhadeiras	96	99	100	98	101	103	**6%**	**2%**	**2%**
Querosene de aviação									
Aviação	1	1	1	1	1	1	**0%**	**0,01%**	**0,01%**
Total	**4.970**	**5.080**	**5.110**	**4.974**	**5.152**	**5.685**	**14%**	**100%**	**100%**

Na Tabela 25 é apresentado o valor da emissão de N_2O decorrente da queima de combustíveis fósseis pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010.

Tabela 25 - Emissões de N_2O das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010

Combustíveis fósseis	kg N_2O						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
Emissões de N_2O	2005	2006	2007	2008	2009	2010	%	%	%
Gás natural									
Cogeração	0	0	0	0	0	2.425	-	**0%**	**59%**
Caldeiras	1.713	1.768	1.756	1.615	1.740	1.393	**-19%**	**87%**	**34%**
Empilhadeiras	165	168	169	169	172	174	**5%**	**8%**	**4%**
Veículos automotores leves	8	8	8	8	8	8	**0%**	**0,4%**	**0,2%**
Óleo BPF 3A									
Caldeiras	19	19	21	22	22	25	**37%**	**1%**	**1%**
Diesel									
Caldeiras	15	18	9	13	13	12	**-24%**	**1%**	**0%**
GLP									
Empilhadeiras	36	37	37	37	38	38	**6%**	**2%**	**1%**
Querosene de aviação									
Aviação	2	2	2	2	2	2	**0%**	**0,1%**	**0,1%**
Total	**1.958**	**2.020**	**2.003**	**1.867**	**1.996**	**4.078**	**108%**	**100%**	**100%**

A Tabela 26 apresenta os valores das emissões de hidroclorofluorcarbonos (HCFC) e hidrofluorcarbonos (HFC) resultantes da utilização de fluidos refrigerantes em sistemas de condicionamento de ar nas cinco unidades fabris da empresa no ano de 2010.

Tabela 26 - Emissão de HCFC e HFC das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010

Emissões do ano de 2010	Consumo Massa, volume ou unidade de energia	Fator de emissão de HFCs % da massa total / ano	Emissões de HCFC-22 kg HCFC-22	Emissões de HFC-32 kg HFC-32	Emissões de HFC-125 kg HFC-125
R-22					
HCFC-22 (kg)	498	5,5	27		
R-410A					
HFC-32 (kg)	872	5,5		48	
HFC-125 (kg)	872	5,5			48
Total			**27**	**48**	**48**

Pela indisponibilidade de informações, e considerando que o uso de produtos em sistemas de condicionamento de ar não é uma categoria chave, os dados de consumo do período entre 2005 e 2009 serão considerados iguais ao do ano de 2010.

Na Tabela 27 são apresentadas as emissões mensais totais de CO_2 decorrentes do uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre jan. 2005 e dez. 2010.

Tabela 27 - Emissões mensais de CO_2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre jan. 2005 e dez. 2010

Uso de eletricidade da rede Emissões de CO_2	**jan**	**fev**	**mar**	**abr**	**mai**	**jun**	**jul**	**ago**	**set**	**out**	**nov**	**dez**	**Total**
Ano 2005													
Consumo (MWh)	19.746	18.033	18.858	19.666	18.316	17.321	16.466	18.989	19.496	22.034	21.645	24.308	**234.878**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0322	0,0346	0,0337	0,0275	0,0317	0,0306	0,0351	0,0336	0,0383	0,0360	0,0265	0,0280	**0,0322**
Emissão (t CO_2)	636	624	636	541	581	530	578	638	747	793	574	681	**7.557**
Ano 2006													
Consumo (MWh)	21.109	21.155	23.169	19.592	18.923	17.426	18.291	19.652	20.516	22.355	23.615	25.302	**251.105**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0322	0,0346	0,0337	0,0275	0,0317	0,0306	0,0351	0,0336	0,0383	0,0360	0,0265	0,0280	**0,0322**
Emissão (t CO_2)	680	732	781	539	600	533	642	660	786	805	626	708	**8.091**
Ano 2007													
Consumo (MWh)	24.370	21.682	22.893	21.386	20.675	17.679	18.712	19.869	21.267	23.906	23.967	26.345	**262.751**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0229	0,0195	0,0195	0,0197	0,0161	0,0256	0,0310	0,0324	0,0355	0,0377	0,0406	0,0496	**0,0297**
Emissão (t CO_2)	558	423	446	421	333	453	580	644	755	901	973	1.307	**7.794**
Ano 2008													
Consumo (MWh)	24.409	20.986	19.931	19.655	20.667	18.466	18.125	19.352	20.146	21.637	22.800	25.811	**251.985**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0584	0,0668	0,0599	0,0453	0,0459	0,0521	0,0437	0,0425	0,0411	0,0438	0,0334	0,0477	**0,0484**
Emissão (t CO_2)	1.425	1.402	1.194	890	949	962	792	822	828	948	762	1.231	**12.205**
Ano 2009													
Consumo (MWh)	22.695	20.365	23.530	21.408	21.904	18.392	19.691	22.091	22.167	23.852	25.021	28.058	**269.174**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0281	0,0237	0,0247	0,0245	0,0405	0,0369	0,0241	0,0199	0,0162	0,0179	0,0181	0,0194	**0,0241**
Emissão (t CO_2)	638	483	581	524	887	679	475	440	359	427	453	544	**6.489**
Ano 2010													
Consumo (MWh)	26.064	20.794	23.434	20.216	19.804	16.043	16.195	16.966	18.447	17.520	17.236	22.163	**234.882**
Fator de emissão (t CO_2/MWh)	0,0211	0,0280	0,0243	0,0238	0,0341	0,0506	0,0435	0,0774	0,0907	0,0817	0,0869	0,0532	**0,0486**
Emissão (t CO_2)	550	582	569	481	675	812	704	1.313	1.673	1.431	1.498	1.133	**11.422**

Na Tabela 28 apresentam-se as emissões anuais totais de CO_2 decorrentes do uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010.

Tabela 28 - Emissões anuais de CO_2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pelas cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2010

Uso de eletricidade da rede Emissões de CO_2	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**Variação 2005/2010**
Consumo (MWh)	234.878	251.105	262.751	251.985	269.174	234.882	**0,002%**
Fator de emissão médio(t CO_2/MWh)	0,0322	0,0322	0,0297	0,0484	0,0241	0,0486	**51,1%**
Emissão (t CO_2)	**7.557**	**8.091**	**7.794**	**12.205**	**6.489**	**11.422**	**51,2%**

O nível de emissões totais por tipo de gás de efeito estufa entre 2005 e 2010 das cinco unidades fabris da empresa estudada é mostrado na Tabela 29.

Tabela 29 - Emissão de gases de efeito estufa por tipo de gás das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2010

	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**Variação 2005/2010**
Emissões de CO_2 (t)	113.052	117.297	115.382	112.769	114.164	145.498	**29%**
Emissões de CH_4 (t)	5,0	5,1	5,1	5,0	5,2	5,7	**14%**
Emissões de N_2O (t)	2,0	2,0	2,0	1,9	2,0	4,1	**108%**
Emissões de HCFC-22 (t)	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	**0%**
Emissões de HFC-32 (t)	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	**0%**
Emissões de HFC-125 (t)	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	**0%**
GWP do CO_2 [1]	1	1	1	1	1	1	
GWP do CH_4	25	25	25	25	25	25	
GWP do N_2O	298	298	298	298	298	298	
GWP do HCFC-22	1.810	1.810	1.810	1.810	1.810	1.810	
GWP do HFC-32	675	675	675	675	675	675	
GWP do HFC-125	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	
Emissões de CO_2eq (t)	**114.010**	**118.276**	**116.357**	**113.699**	**115.138**	**147.105**	**29%**

[1] Fonte dos valores do potencial de aquecimento global: IPCC (2007)

O nível de emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa no período entre 2005 e 2010, expresso em t CO_2eq, é mostrado na Tabela 30.

Tabela 30 - Emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2010

	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**		**%**	
Uso de eletricidade da rede elétrica	7.557	8.091	7.794	12.205	6.489	11.422	**51%**	**6,6%**	**7,8%**
Combustão estacionária para geração de vapor	104.244	107.941	106.302	99.247	106.362	133.367	**28%**	**91,4%**	**90,7%**
Combustão móvel - empilhadeiras	1.820	1.855	1.872	1.858	1.897	1.927	**6%**	**1,6%**	**1,3%**
Combustão móvel - viagens de negócios	139	139	139	139	139	139	**0%**	**0,1%**	**0,1%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	250	250	250	250	250	250	**0%**	**0,2%**	**0,2%**
Total (t CO_2eq)	**114.010**	**118.276**	**116.357**	**113.699**	**115.138**	**147.105**	**29%**	**100%**	**100%**

A Figura 13 apresenta o gráfico de emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010 (dados extraídos da Tabela 30).

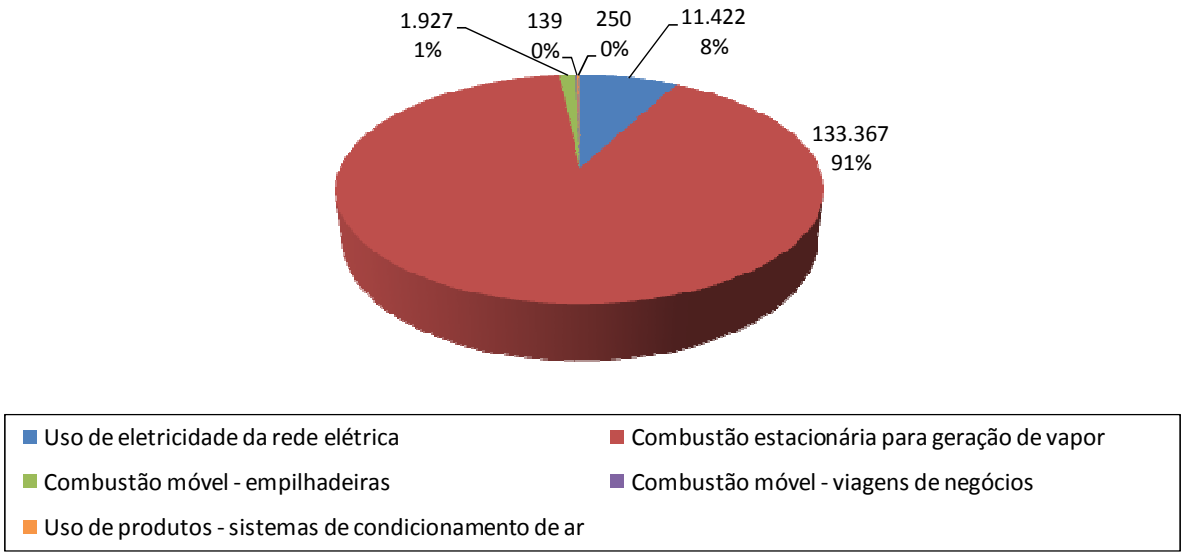

Figura 13 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2010 em t CO_2eq

Na Figura 14 é apresenta a evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada, conforme dados da Tabela 30.

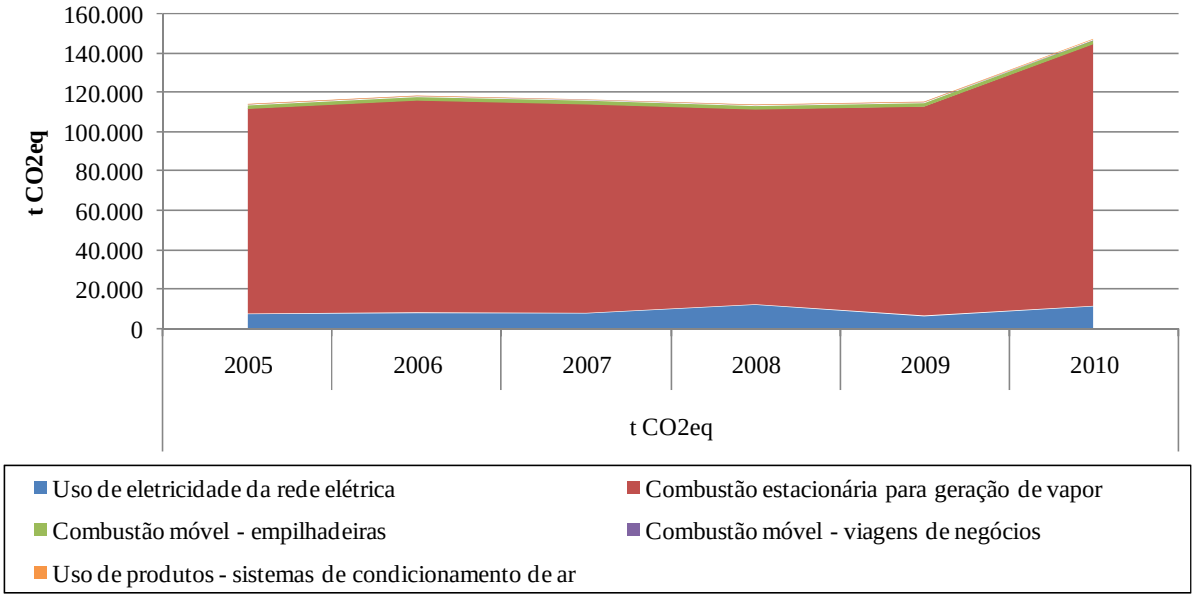

Figura 14 - Evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada

A Tabela 31 mostra a contribuição de cada unidade fabril nas emissões de gases de efeito estufa entre os anos de 2005 e 2010.

Tabela 31 - Emissão de gases de efeito estufa de cada unidade fabril entre os anos de 2005 e 2010

	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**		**%**	
UF1	48.011	48.455	44.922	42.603	44.327	63.798	**33%**	**42,1%**	**43,4%**
UF2	31.180	32.489	35.234	34.246	37.069	46.399	**49%**	**27,3%**	**31,5%**
UF3	23.824	25.589	25.587	23.980	22.605	22.398	**-6%**	**20,9%**	**15,2%**
UF4	6.375	6.583	7.112	7.795	7.202	9.247	**45%**	**5,6%**	**6,3%**
UF5	4.620	5.160	3.503	5.075	3.936	5.310	**15%**	**4,1%**	**3,6%**
Total	**114.010**	**118.276**	**116.357**	**113.699**	**115.138**	**147.152**	**29%**	**100%**	**100%**

Na Figura 15 é apresentado o gráfico da contribuição de cada unidade fabril nas emissões de gases de efeito estufa da empresa no ano de 2010 (dados extraídos da Tabela 31).

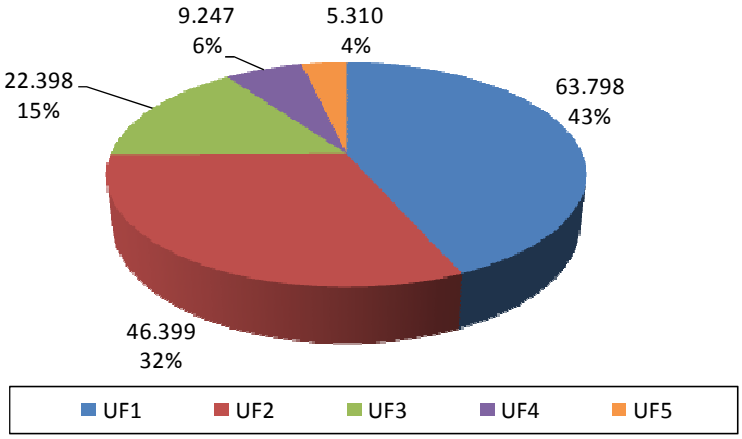

Figura 15 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada unidade fabril no ano de 2010 em t CO_2eq

As Tabelas 32 a 36 mostram o nível de emissões de gases de efeito estufa das categorias emissoras de cada unidade fabril da empresa estudada no período entre 2005 e 2010, expresso em t CO_2eq.

Tabela 32 - Emissão de gases de efeito estufa da UF1 no período entre 2005 e 2010 por categoria

UF1	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	2.296	2.374	2.222	3.469	1.833	1.762	**-23%**	**5%**	**3%**
Combustão estacionária para geração de vapor	45.130	45.492	42.107	38.537	41.892	61.431	**36%**	**94%**	**96%**
Combustão móvel - empilhadeiras	494	499	502	506	511	514	**4%**	**1,0%**	**0,8%**
Combustão móvel - viagens de negócios	30	30	30	30	30	30	**0%**	**0,06%**	**0,05%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	60	60	60	60	60	60	**0%**	**0,1%**	**0,1%**
Total (t CO_2eq)	**48.011**	**48.455**	**44.922**	**42.603**	**44.327**	**63.798**	**33%**	**100%**	**100%**

Tabela 33 - Emissão de GEE da UF2 no período entre 2005 e 2010 por categoria

UF2	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.776	1.974	2.084	3.235	1.822	3.154	**78%**	**6%**	**7%**
Combustão estacionária para geração de vapor	28.954	30.054	32.687	30.552	34.782	42.774	**48%**	**93%**	**92%**
Combustão móvel - empilhadeiras	338	349	350	347	352	359	**6%**	**1,1%**	**0,8%**
Combustão móvel - viagens de negócios	40	40	40	40	40	40	**0%**	**0,13%**	**0,09%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	72	72	72	72	72	72	**0%**	**0,2%**	**0,2%**
Total (t CO_2eq)	**31.180**	**32.489**	**35.234**	**34.246**	**37.069**	**46.399**	**49%**	**100%**	**100%**

Tabela 34 - Emissão de GEE da UF3 no período entre 2005 e 2010 por categoria

UF3	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.005	1.119	1.055	1.648	807	1.651	**64%**	**4%**	**7%**
Combustão estacionária para geração de vapor	22.549	24.198	24.257	22.057	21.518	20.461	**-9%**	**95%**	**91%**
Combustão móvel - empilhadeiras	214	216	219	218	224	230	**7%**	**0,9%**	**1,0%**
Combustão móvel - viagens de negócios	20	20	20	20	20	20	**0%**	**0,09%**	**0,09%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	36	36	36	36	36	36	**0%**	**0,2%**	**0,2%**
Total (t CO_2eq)	**23.824**	**25.589**	**25.587**	**23.980**	**22.605**	**22.398**	**-6%**	**100%**	**100%**

Tabela 35 - Emissão de GEE da UF4 no período entre 2005 e 2010 por categoria

UF4	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.122	1.195	1.096	1.688	914	2.212	**97%**	**18%**	**24%**
Combustão estacionária para geração de vapor	4.784	4.915	5.539	5.632	5.802	6.540	**37%**	**75%**	**71%**
Combustão móvel - empilhadeiras	407	411	415	413	424	433	**6%**	**6,4%**	**4,7%**
Combustão móvel - viagens de negócios	23	23	23	23	23	23	**0%**	**0,36%**	**0,25%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	39	39	39	39	39	39	**0%**	**0,6%**	**0,4%**
Total (t CO_2eq)	**6.375**	**6.583**	**7.112**	**7.795**	**7.202**	**9.247**	**45%**	**100%**	**100%**

Tabela 36 - Emissão de GEE da UF5 no período entre 2005 e 2010 por categoria

UF5	t CO_2eq						Variação 2005/2010	Part. 2005	Part. 2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.359	1.430	1.338	2.164	1.114	2.690	**98%**	**29%**	**51%**
Combustão estacionária para geração de vapor	2.827	3.282	1.711	2.469	2.368	2.161	**-24%**	**61%**	**41%**
Combustão móvel - empilhadeiras	366	381	387	374	386	390	**7%**	**7,9%**	**7,4%**
Combustão móvel - viagens de negócios	26	26	26	26	26	26	**0%**	**0,56%**	**0,48%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	42	42	42	42	42	42	**0%**	**0,9%**	**0,8%**
Total (t CO_2eq)	**4.620**	**5.160**	**3.503**	**5.075**	**3.936**	**5.310**	**15%**	**100%**	**100%**

3.5 Análise de incertezas

O valor da incerteza associada ao consumo de energia térmica decorrente da combustão de gás natural nas unidades fabris pode ser calculado utilizando-se a seguinte equação (IPCC, 2006):

$$U_{DA} = \sqrt{{U_{quant}}^2 \cdot {U_{PCI}}^2} \quad (2)$$

Onde,

U_{DA} é o valor da incerteza do dado de atividade emissora de GEE (energia térmica consumida), expresso em %

U_{quant} é o valor da incerteza associada à quantidade de combustível consumida, expresso em %

U_{PCI} é o valor da incerteza do poder calorífico inferior do combustível, expresso em %

Na Tabela 37 é mostrado o valor da incerteza associada ao consumo de energia térmica decorrente da combustão de gás natural nas unidades fabris.

Tabela 37 - Incertezas relativas à quantidade de gás natural consumida

	Gás	U_{quant} [2] %	U_{PCI} [1] %	U_{DA} %
Gás natural				
Cogeração	CO_2	0,5%	4,5%	4,6%
	CH_4	0,5%	4,5%	4,6%
	N_2O	0,5%	4,5%	4,6%
Caldeiras	CO_2	0,5%	4,5%	4,6%
	CH_4	0,5%	4,5%	4,6%
	N_2O	0,5%	4,5%	4,6%

[1] Fonte: Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ) do gás natural fornecido pela concessionária de gás (2008)

[2] Fonte: Manual técnico do medidor de gás natural fabricado pela Emerson (2008)

As incertezas do inventário de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada foram calculadas seguindo as diretrizes do IPCC. As seguintes equações foram utilizadas para definição das incertezas (IPCC, 2006):

$$U_{Total} = \sqrt{{U_{DA}}^2 \cdot {U_{FE}}^2} \quad (3)$$

$$S_{contr}^2 = \frac{(U_{Total} \cdot E_{2010})^2}{(\sum E_{2010})^2} \quad (4)$$

$$Sensitividade_{Tipo\ A} = \left[\frac{0{,}01 \cdot E_{2010} + \sum E_{2010} - (0{,}01 \cdot E_{2005} + \sum E_{2005})}{(0{,}01 \cdot E_{2005} + \sum E_{2005})} - \frac{\sum E_{2010} - \sum E_{2005}}{\sum E_{2005}}\right] \cdot 100 \quad (5)$$

$$Sensitividade_{Tipo\ B} = \left|\frac{E_{2010}}{\sum E_{2005}}\right| \quad (6)$$

$$U_{FE.Tend} = U_{FE} \cdot Sensitividade_{Tipo\ A} \quad (7)$$

$$U_{DA.Tend} = U_{DA} \cdot Sensitividade_{Tipo\ B} \cdot \sqrt{2} \quad (8)$$

$$U_{Total.Tend} = U_{FE.Tend}{}^2 + U_{DA.Tend}{}^2 \quad (9)$$

Onde,

U_{Total} é o valor da incerteza combinada do produto entre o dado de atividade e o respectivo fator de emissão, expresso em %

U_{DA} é o valor da incerteza do dado de atividade, expresso em %

U_{FE} é o valor da incerteza associada ao fator de emissão, expresso em %

S^2_{contr} é a contribuição de uma categoria na variância no ano de 2010

E_{2010} é o valor da emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora no ano de 2010, dado em t CO_2eq

ΣE_{2010} é o valor do somatório das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora no ano de 2010, dado em t CO_2eq

E_{2005} é o valor da emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora no ano de 2005, dado em t CO_2eq

ΣE_{2005} é o valor do somatório das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora no ano de 2005, dado em t CO_2eq

$U_{FE.Tend}$ é o valor da incerteza associada ao fator de emissão quanto à tendência de emissões futuras da empresa, expresso em %

$U_{DA.Tend}$ é o valor da incerteza do dado de atividade quanto à tendência de emissões futuras da empresa, expresso em %

$U_{Total.Tend}$ é o valor da incerteza combinada do produto entre o dado de atividade e o respectivo fator de emissão quanto à tendência de emissões futuras da empresa, expresso em %

A sensitividade calculada através das equações (5) e (6) é definida por Oakley e O'Hagan (2004) como uma forma de análise utilizada para compreender como as alterações nas variáveis de entrada de um modelo influenciam as variáveis de saída. Este tipo de análise pode ser motivado simplesmente pelo desejo de entender as implicações de um modelo complexo, porém, não obstante, é utilizada em virtude da existência de incertezas sobre os valores reais das variáveis de entrada.

No Apêndice A é apresentada a análise das incertezas do inventário de emissões de gases de efeito estufa e das incertezas quanto à tendência de emissões futuras da empresa (limite superior da incerteza).

No Apêndice B apresenta-se a análise das incertezas do inventário de emissões de gases de efeito estufa e das incertezas quanto à tendência de emissões futuras da empresa (limite inferior da incerteza).

3.6 Séries temporais: emissões entre 2011 e 2020

No item 3.2 foram apresentados os dados de atividades emissoras de gases de efeito estufa no período compreendido entre jan. 2005 e dez. 2010. Como o objetivo principal da PEMC do Estado de São Paulo é a redução em 20% do nível de emissões de GEE em 2020, tomando como base o ano de 2005, é preciso estimar as emissões do período entre 2011 e 2020, para que, baseado na tendência de emissões de 2020, possam ser traçados planos concretos para atingir a meta proposta pelo Estado.

A diretriz do IPCC para elaboração de inventários reserva um capítulo dedicado à construção de séries temporais, indicando a metodologia e as boas práticas que devem ser adotadas para obtenção de um resultado confiável. Os próximos tópicos mostram as premissas adotadas para a construção da tendência de emissões entre 2011 e 2020.

A) Uso de eletricidade da rede elétrica:

A estimativa de consumo de energia elétrica das cinco unidades fabris no ano de 2020 é mostrada na Tabela 38.

Para quantificar as emissões anuais oriundas do uso de eletricidade da rede elétrica, faz-se necessário estimar o valor do fator de emissão pelo uso de energia da rede do ano de 2020. Será considerado, para fins de cálculo das emissões do ano de 2020, que os fatores de emissão dos anos de 2010 e 2020 são idênticos.

As emissões anuais totais de CO_2 devido ao uso de eletricidade da rede elétrica pela empresa estudada no período entre 2005 e 2020 são apresentadas na Tabela 39.

Tabela 39 - Emissões anuais de CO_2 pelo uso de eletricidade da rede elétrica pela empresa estudada no período entre 2005 e 2020

Uso de eletricidade da rede Emissões de CO_2	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2020**	**Variação 2005/2020**
Consumo (MWh)	234.878	251.105	262.751	251.985	269.174	234.882	241.091	**2,64%**
Fator de emissão médio(t CO_2/MWh)	0,0322	0,0322	0,0297	0,0484	0,0241	0,0486	0,0486	**51,1%**
Emissão (t CO_2)	**7.557**	**8.091**	**7.794**	**12.205**	**6.489**	**11.422**	**11.724**	**55,1%**

Conforme apresentado, o MCT recomenda que todos os inventários corporativos de empresas localizadas no território brasileiro façam uso dos fatores de emissão definidos em MCT (2011a).

B) Combustão estacionária para geração de vapor:

A estimativa de consumo de combustível para geração de energia térmica (vapor) para o processo produtivo das cinco unidades fabris no ano de 2020 é mostrada na Tabela 40.

Tabela 38 - Tendência de consumo de energia elétrica das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020

	Crescimento estimado no consumo total 2011	Crescimento estimado no consumo total - média anual 2012 a 2020	Consumo total 2010	Consumo total 2011	Consumo total 2020	Consumo via usina de cogeração 2010	Consumo via usina de cogeração 2011	Consumo via usina de cogeração 2020	Consumo via rede 2010	Consumo via rede 2011	Consumo via rede 2020
	%	%	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
UF1	2,0%	2,0%	85.911	87.629	104.725	44.495	66.226	66.226	41.416	21.404	38.499
UF2	2,0%	2,0%	78.664	80.237	95.891	11.535	47.304	47.304	67.129	32.933	48.587
UF3	2,0%	2,0%	32.796	33.452	39.978	0	0	0	32.796	33.452	39.978
UF4	2,0%	2,0%	43.570	44.441	53.112	0	0	0	43.570	44.441	53.112
UF5	2,0%	2,0%	49.971	50.970	60.914	0	0	0	49.971	50.970	60.914
Total			**290.912**	**296.730**	**354.620**	**56.030**	**113.530**	**113.530**	**234.882**	**183.201**	**241.091**

[1] Fonte: todos os dados referentes à expectativa de crescimento do consumo de energia elétrica da empresa foram obtidos com a própria empresa, com base na perspectiva de crescimento do volume de produção para os anos seguintes. Este número deve ser apurado com maior nível de detalhamento pela empresa no decorrer do período entre 2011 e 2020

Tabela 40 - Tendência de consumo de combustível para geração de vapor das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020

Combustão estacionária (geração de vapor)[1]	Combustível	Crescimento estimado no consumo total 2011 [2]	Crescimento estimado no consumo total - média anual 2012 a 2020	Consumo total 2010	Consumo total 2011	Consumo total 2020	Consumo via usina de cogeração 2010	Consumo via usina de cogeração 2011	Consumo via usina de cogeração 2020	Consumo via caldeiras 2010	Consumo via caldeiras 2011	Consumo via caldeiras 2020
		%	%	un.	un.	un.	un.	un.	un.	un.	un.	un.
UF1	Gás natural	12,7%	2,0%	29.490.869	33.227.611	37.759.146	17.788.379	26.805.600	26.805.600	11.702.490	6.422.011	10.953.546
UF2	Gás natural	31,1%	2,0%	20.620.087	27.042.687	30.757.773	4.244.959	18.133.200	18.133.200	16.375.128	8.909.487	12.624.573
UF3	Gás natural	2,0%	2,0%	9.885.264	10.082.969	12.050.082	0	0	0	9.885.264	10.082.969	12.050.082
UF4	Óleo BPF 3A	2,0%	2,0%	2.087.057	2.128.798	2.544.111	0	0	0	2.087.057	2.128.798	2.544.111
UF5	Diesel	2,0%	2,0%	679.552	693.143	828.371	0	0	0	679.552	693.143	828.371
Total				**62.762.829**	**73.175.209**	**83.939.482**	**22.033.338**	**44.938.800**	**44.938.800**	**40.729.491**	**28.236.409**	**39.000.682**

[1] Fonte: todos os dados referentes à expectativa de crescimento do consumo de combustível da empresa foram obtidos com a própria empresa, com base na perspectiva de crescimento do volume de produção para os anos seguintes. Este número deve ser apurado com maior nível de detalhamento pela empresa no decorrer do período entre 2011 e 2020

[2] O crescimento no consumo de gás natural das unidades fabris UF1 e UF2 no ano de 2011 é superior às demais devido ao aumento da utilização de usinas de cogeração, que são grandes consumidoras de gás

C) Combustão móvel - empilhadeiras:

A Tabela 41 mostra a estimativa de consumo de combustível para combustão móvel (empilhadeiras) das cinco unidades fabris no ano de 2020.

Tabela 41 - Tendência de consumo de combustível para combustão móvel (empilhadeiras) das cinco unidades fabris da empresa no ano de 2020

	Combustível	**Crescimento estimado no consumo total - média anual 2011 a 2020**[1] **%**	**Consumo total 2010 un.**	**Consumo total 2020 un.**	**Consumo total 2010 t CO_2eq**	**Consumo total 2020 t CO_2eq**
UF1	Gás natural	1,0%	221.182	244.322	514	568
UF2	Gás natural	1,0%	154.651	170.831	359	397
UF3	Gás natural	1,0%	98.853	109.195	230	254
UF4	GLP	1,0%	145.144	160.330	433	478
UF5	GLP	1,0%	130.848	144.537	390	431
Total			**750.677**	**829.214**	**1.927**	**2.128**

[1] Fonte: todos os dados referentes à expectativa de crescimento do consumo de combustível para empilhadeiras da empresa foram obtidos com a própria empresa

D) Combustão móvel - viagens de negócios:

Conforme mencionado, por indisponibilidade de informações, e considerando que a combustão móvel devido a viagens de negócios não é uma categoria chave, os dados de consumo do período entre 2005 e 2009 serão considerados iguais ao do ano de 2010.

E) Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar:

Também por indisponibilidade de informações, e considerando que o uso de produtos em sistemas de condicionamento de ar não é uma categoria chave, os dados de consumo do período entre 2005 e 2009 serão considerados iguais ao do ano de 2010.

O nível de emissões de cada categoria emissora de gases de efeito estufa das cinco unidades fabris da empresa estudada no período entre 2005 e 2020, expresso em t CO_2eq, é mostrado na Tabela 42.

Tabela 42 - Emissão de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada entre 2005 e 2020

	t CO_2eq							Variação 2005/2020	Part. 2005	Part. 2020
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2020**		**%**	
Uso de eletricidade da rede elétrica	7.557	8.091	7.794	12.205	6.489	11.422	11.724	**55%**	**6,6%**	**6,1%**
Combustão estacionária para geração de vapor	104.244	107.941	106.302	99.247	106.362	133.367	178.352	**71%**	**91,4%**	**92,6%**
Combustão móvel - empilhadeiras	1.820	1.855	1.872	1.858	1.897	1.927	2.128	**17%**	**1,6%**	**1,1%**
Combustão móvel - viagens de negócios	139	139	139	139	139	139	139	**0%**	**0,1%**	**0,1%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	250	250	250	250	250	250	250	**0%**	**0,2%**	**0,1%**
Total (t CO_2eq)	**114.010**	**118.276**	**116.357**	**113.699**	**115.138**	**147.105**	**192.686**	**69%**	**100%**	**100%**

O gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2020 é mostrado na Figura 16 (dados extraídos da Tabela 42).

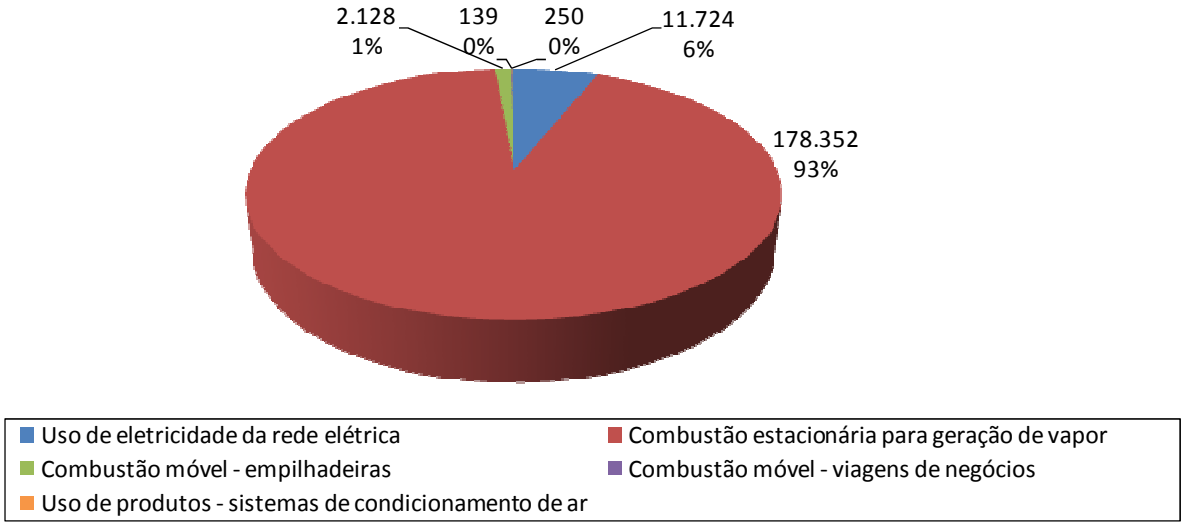

Figura 16 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada no ano de 2020 em t CO_2eq

A Figura 17 apresenta a evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada, conforme dados da Tabela 42.

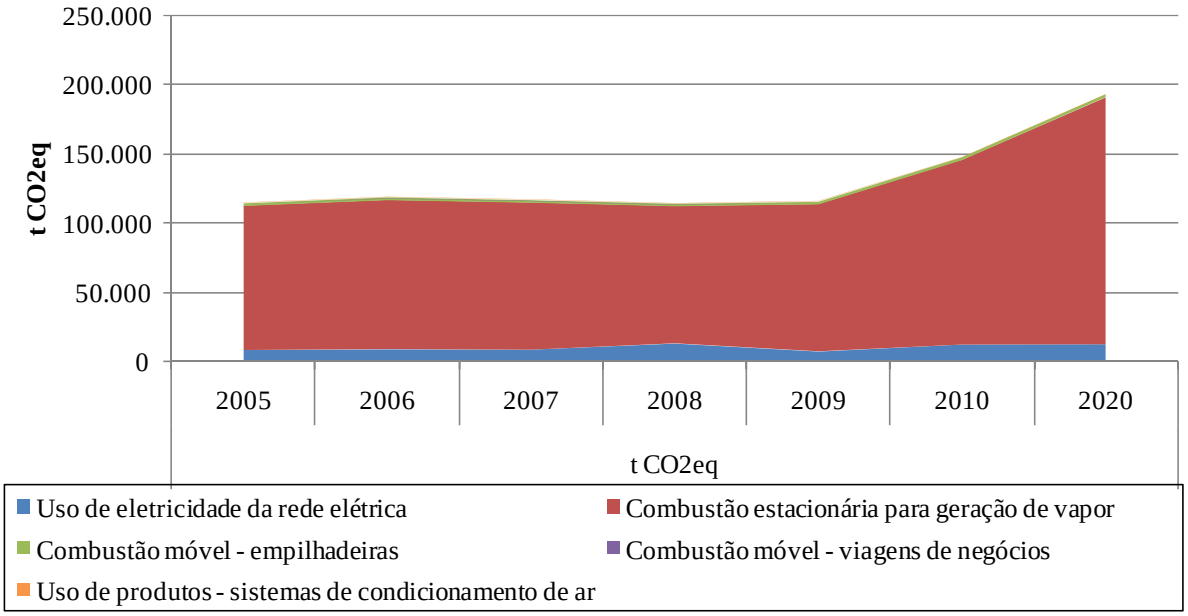

Figura 17 - Evolução das emissões de cada categoria emissora das cinco unidades fabris da empresa estudada

A contribuição de cada unidade fabril para as emissões de gases de efeito estufa entre os anos de 2005 e 2020 é mostrada na Tabela 43.

Tabela 43 - Emissão de gases de efeito estufa de cada unidade fabril entre os anos de 2005 e 2020

	t CO_2eq							Variação 2005/2020	Part. 2005	Part. 2020
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2020**		**%**	
UF1	48.011	48.455	44.922	42.603	44.327	63.798	81.273	**69%**	**42%**	**42%**
UF2	31.180	32.489	35.234	34.246	37.069	46.399	66.907	**115%**	**27%**	**35%**
UF3	23.824	25.589	25.587	23.980	22.605	22.398	27.196	**14%**	**21%**	**14%**
UF4	6.375	6.583	7.112	7.795	7.202	9.247	11.095	**74%**	**6%**	**6%**
UF5	4.620	5.160	3.503	5.075	3.936	5.310	6.213	**35%**	**4%**	**3%**
Total	**114.010**	**118.276**	**116.357**	**113.699**	**115.138**	**147.152**	**192.686**	**69%**	**100%**	**100%**

A Figura 18 apresenta o gráfico da contribuição de cada unidade fabril para as emissões de gases de efeito estufa da empresa no ano de 2020 (dados extraídos da Tabela 43).

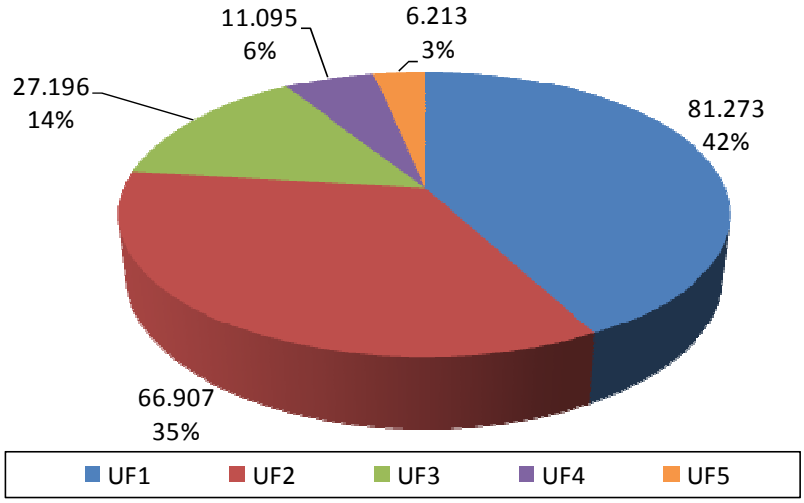

Figura 18 - Gráfico das emissões de gases de efeito estufa de cada unidade fabril no ano de 2020 em t CO_2eq

As Tabelas 44 a 48 mostram os níveis de emissões de gases de efeito estufa das categorias emissoras de cada unidade fabril da empresa estudada no período entre 2005 e 2020, expresso em t CO_2eq.

Tabela 44 - Emissão de gases de efeito estufa da UF1 no período entre 2005 e 2020 por categoria

UF1	**t CO_2eq**							**Variação 2005/2020**	**Part. 2005**	**Part. 2020**
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2020**		**%**	
Uso de eletricidade da rede elétrica	2.296	2.374	2.222	3.469	1.833	1.762	1.872	**-18%**	**5%**	**2%**
Combustão estacionária para geração de vapor	45.130	45.492	42.107	38.537	41.892	61.431	78.742	**74%**	**94%**	**97%**
Combustão móvel - empilhadeiras	494	499	502	506	511	514	568	**15%**	**1%**	**1%**
Combustão móvel - viagens de negócios	30	30	30	30	30	30	30	**0%**	**0%**	**0%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	60	60	60	60	60	60	60	**0%**	**0%**	**0%**
Total (t CO_2eq)	**48.011**	**48.455**	**44.922**	**42.603**	**44.327**	**63.798**	**81.273**	**69%**	**100%**	**100%**

Tabela 45 - Emissão de gases de efeito estufa da UF2 no período entre 2005 e 2020 por categoria

UF2	**t CO_2eq**							**Variação 2005/2020**	**Part. 2005**	**Part. 2020**
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2020**		**%**	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.776	1.974	2.084	3.235	1.822	3.154	2.363	**33%**	**6%**	**4%**
Combustão estacionária para geração de vapor	28.954	30.054	32.687	30.552	34.782	42.774	64.061	**121%**	**93%**	**96%**
Combustão móvel - empilhadeiras	338	349	350	347	352	359	397	**17%**	**1%**	**1%**
Combustão móvel - viagens de negócios	40	40	40	40	40	40	40	**0%**	**0%**	**0%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	72	72	72	72	72	72	72	**0%**	**0%**	**0%**
Total (t CO_2eq)	**31.180**	**32.489**	**35.234**	**34.246**	**37.069**	**46.399**	**66.907**	**115%**	**100%**	**100%**

Tabela 46 - Emissão de gases de efeito estufa da UF3 no período entre 2005 e 2020 por categoria

UF3	t CO_2eq							Variação 2005/2020	Part. 2005	Part. 2020
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2020		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.005	1.119	1.055	1.648	807	1.651	1.944	**94%**	**4%**	**7%**
Combustão estacionária para geração de vapor	22.549	24.198	24.257	22.057	21.518	20.461	24.942	**11%**	**95%**	**92%**
Combustão móvel - empilhadeiras	214	216	219	218	224	230	254	**19%**	**1%**	**1%**
Combustão móvel - viagens de negócios	20	20	20	20	20	20	20	**0%**	**0%**	**0%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	36	36	36	36	36	36	36	**0%**	**0%**	**0%**
Total (t CO_2eq)	**23.824**	**25.589**	**25.587**	**23.980**	**22.605**	**22.398**	**27.196**	**14%**	**100%**	**100%**

Tabela 47 - Emissão de gases de efeito estufa da UF4 no período entre 2005 e 2020 por categoria

UF4	t CO_2eq							Variação 2005/2020	Part. 2005	Part. 2020
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2020		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.122	1.195	1.096	1.688	914	2.212	2.583	**130%**	**18%**	**23%**
Combustão estacionária para geração de vapor	4.784	4.915	5.539	5.632	5.802	6.540	7.972	**67%**	**75%**	**72%**
Combustão móvel - empilhadeiras	407	411	415	413	424	433	478	**17%**	**6%**	**4%**
Combustão móvel - viagens de negócios	23	23	23	23	23	23	23	**0%**	**0%**	**0%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	39	39	39	39	39	39	39	**0%**	**1%**	**0%**
Total (t CO_2eq)	**6.375**	**6.583**	**7.112**	**7.795**	**7.202**	**9.247**	**11.095**	**74%**	**100%**	**100%**

Tabela 48 - Emissão de gases de efeito estufa da UF5 no período entre 2005 e 2020 por categoria

UF5	t CO_2eq							Variação 2005/2020	Part. 2005	Part. 2020
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2020		%	
Uso de eletricidade da rede elétrica	1.359	1.430	1.338	2.164	1.114	2.690	2.962	**118%**	**29%**	**48%**
Combustão estacionária para geração de vapor	2.827	3.282	1.711	2.469	2.368	2.161	2.635	**-7%**	**61%**	**42%**
Combustão móvel - empilhadeiras	366	381	387	374	386	390	431	**18%**	**8%**	**7%**
Combustão móvel - viagens de negócios	26	26	26	26	26	26	26	**0%**	**1%**	**0%**
Uso de produtos - sistemas de condicionamento de ar	42	42	42	42	42	42	42	**0%**	**1%**	**1%**
Total (t CO_2eq)	**4.620**	**5.160**	**3.503**	**5.075**	**3.936**	**5.310**	**6.213**	**35%**	**100%**	**100%**

4 ESTUDO DE CASO: PROPOSTAS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES

O objetivo deste capítulo é avaliar o impacto financeiro e ambiental de iniciativas e projetos que podem ser implementados pela empresa estudada, a fim de atingir a meta de redução de emissões de gases de efeito estufa estipulada na PEMC.

Na Tabela 49 observa-se o nível de emissões de GEE que deve ser atingido no ano de 2020 pelas cinco unidades fabris, lembrando que a PEMC estipula uma meta de redução global por empresa, ou seja, as emissões da empresa devem ser reduzidas de 192.686 t CO_2eq (tendência 2020) para 91.208 t CO_2eq (meta do ano de 2020; 20% abaixo das emissões do ano de 2005), porém não há necessidade de que as cinco unidades fabris cumpram a meta de redução individualmente.

A Figura 19 mostra o gráfico do nível de emissões entre os anos de 2005 e 2020, incluindo a meta de redução estipulada pela PEMC.

Tabela 49 - Meta de redução das emissões de GEE estipulada pela PEMC para as cinco unidades fabris

	2005	**Tendência 2020**	**Meta PEMC 2020**	**Variação 2005 / Meta PEMC 2020**	**Variação Tendência 2020 / Meta PEMC 2020**
	t CO_2eq	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**%**	**%**
UF1	48.011	81.273	38.409	**-20%**	**-53%**
UF2	31.180	66.907	24.944	**-20%**	**-63%**
UF3	23.824	27.196	19.059	**-20%**	**-30%**
UF4	6.375	11.095	5.100	**-20%**	**-54%**
UF5	4.620	6.213	3.696	**-20%**	**-41%**
Total	**114.010**	**192.686**	**91.208**	**-20%**	**-53%**

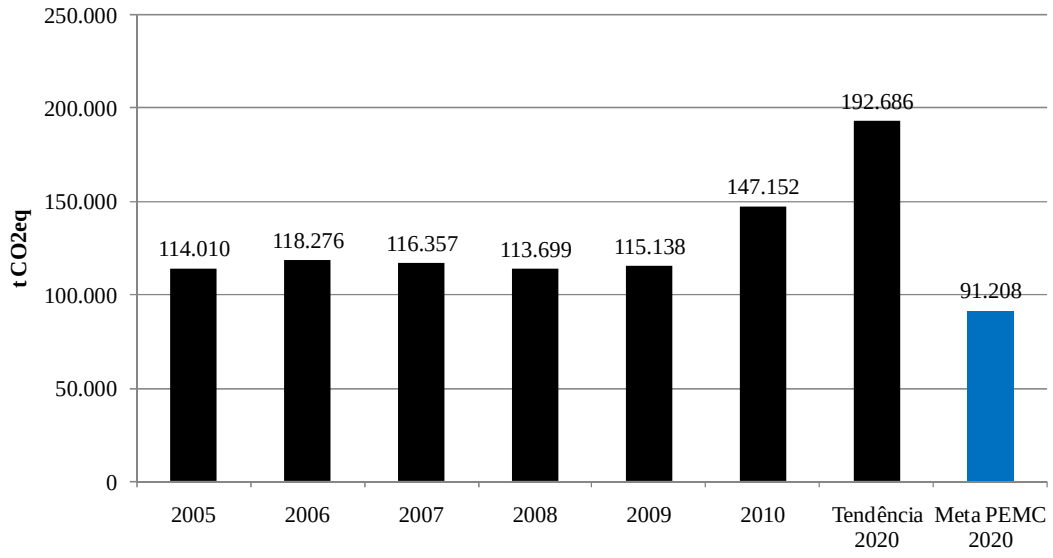

Figura 19 - Histórico de emissões de GEE entre 2005 e 2020 e meta estipulada pela PEMC

A meta de redução deve ser então de 101.478 t CO_2eq, que é a diferença entre a tendência de emissões do ano de 2020 e o valor correspondente a 80% das emissões do ano de 2005.

4.1 Usinas de cogeração a gás natural

Entende-se por cogeração a geração simultânea de energia elétrica e térmica útil a partir de uma mesma fonte de energia primária. Esta produção combinada de energia elétrica e térmica implica em uma utilização mais eficiente da fonte de energia primária, resultando na redução de consumo de combustível quando comparado a sistemas onde a produção de energia elétrica e térmica ocorre de forma independente (RÜCKER, 2005).

Balestieri (2002 apud BARJA, 2006, p.10) cita que há duas formas de suprir as necessidades de energia eletromecânica e térmica de um processo industrial. A primeira, separadamente, ou seja, o suprimento de energia térmica é realizado através da autoprodução ou aquisição por geração independente de vapor, e o suprimento de energia elétrica ocorre pela contratação direta junto à concessionária de distribuição ou a um Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE)[6]. A segunda opção é baseada no suprimento das necessidades energéticas da indústria a partir de uma única fonte primária, através da produção seqüencial e simultânea de energia térmica e eletromecânica – a cogeração.

As usinas termelétricas de cogeração, notadamente as classificadas como "cogeração qualificada", representam 1,54% da capacidade instalada total para geração de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2011a), podendo utilizar como

[6] A ANEEL (1996) define a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) como "a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco";

A ANEEL (1996) também define a figura do Autoprodutor de Energia Elétrica (APE), que é "a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo".

combustível o gás natural, o gás de processo, o óleo diesel, o óleo combustível, o carvão mineral, ou ainda algum tipo de biomassa.

Conforme dados da Tabela 14, as unidades fabris UF1 e UF2 têm usinas de cogeração operando dentro de suas respectivas instalações industriais, e são responsáveis pelo fornecimento parcial das necessidades energéticas de energia elétrica e vapor das plantas industriais.

Neste trabalho são apresentadas as análises financeira e ambiental do uso das duas usinas de cogeração nas unidades fabris UF1 e UF2, considerando principalmente o impacto sobre a ótica das emissões de gases de efeito estufa. Neste contexto, pretende-se demonstrar que o uso de tais usinas, apesar de aumentar significativamente o nível de emissões de GEE da indústria individualmente (valores do inventário corporativo), podem trazer benefícios quando avaliados considerando todas as emissões de GEE que ocorrem no entorno da usina (neste caso, em todo o território brasileiro), ou seja, o contexto geral deve ser avaliado, e não somente as emissões da usina de cogeração. Este item será mais bem abordado nos próximos tópicos deste capítulo.

4.1.1 Cogeração qualificada

A Resolução Normativa n.º 235 da ANEEL (2006) estipula os critérios para que uma usina de cogeração seja classificada como Qualificada. Esta resolução define Cogeração Qualificada como “atributo concedido a cogeradores que atendem os requisitos definidos na Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração”. Deste modo, esta resolução concede uma classificação diferenciada à usina, de forma que a mesma possa usufruir de benefícios econômicos.

Para que a usina cogeradora seja enquadrada na modalidade de Cogeração Qualificada, e tenha direito aos incentivos financeiros previstos na legislação, os seguintes requisitos mínimos de racionalidade energética devem ser cumpridos:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \tag{10}$$

$$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \tag{11}$$

Onde,

Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior;

Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

Fator de cogeração (Fc%): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, o qual se aproxima do conceito de Eficiência Exergética; e

Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

Na Tabela 50 são mostrados os valores que são atribuídos ao Fator de cogeração (Fc%) e ao Fator de ponderação (X), conforme definido pela legislação (ANEEL, 2006).

Tabela 50 - Fator de cogeração (Fc%) e Fator de ponderação (X) para usinas de cogeração

Fonte / Potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

A inequação (10) interpreta o conceito de cogeração em si, considerando uma proporção mínima de produção da utilidade calor (15% do valor total da energia da fonte). A usina que atende esta inequação de fato produz calor para o processo e energia eletromecânica, ou seja, é classificada como usina de cogeração.

Já a inequação (11) mensura a racionalidade energética da planta através do conceito de exergia, o qual observa o caráter qualitativo dos fluxos energéticos, valorizando o tipo da energia em função de sua maior disponibilidade em realizar trabalho. Desta forma, o aproveitamento de calor (Et) é desvalorizado em relação à produção eletromecânica (Ee), utilizando-se para isso o fator de ponderação (X) (BARJA, 2006).

A partir das inequações (10) e (11) foi avaliado se as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 podem ser classificadas como Cogeração qualificada. Os dados técnicos relativos às características das usinas de cogeração das unidades fabris

UF1 e UF2, necessários para a comprovação de qualificação das usinas, podem ser vistos na Tabela 51.

Tabela 51 - Características das usinas de cogeração para comprovação de qualificação

	Símbolo	**Cogeração UF1**	**Cogeração UF2**
Potência eletromecânica instalada (MW)	Ep_{cog}	8,4	6,0
Potência eletromecânica para suprimento de serviços auxiliares da usina (MW)	Ep_{aux}	0,335	0,079
Fator de capacidade (%)	FC_{cog}	90%	90%
Consumo específico de gás natural (Nm^3/h)	$\dot{m}_{GN}$	3.400	2.300
Capacidade de produção líquida da utilidade calor (kW)	Q_{cog}	24.136	14.552

As equações (12) a (14) são utilizadas para calcular os valores de Ef, Ee e Et, respectivamente.

$$\mathrm{Ef} = \dot{\mathrm{m}}_{\mathrm{GN}} \cdot \mathrm{PCI}_{\mathrm{GN}} \tag{12}$$

$$\mathrm{Ee} = \left(\mathrm{Ep}_{\mathrm{cog}} - \mathrm{Ep}_{\mathrm{aux}}\right) \cdot 1000 \cdot \mathrm{FC}_{\mathrm{cog}} \tag{13}$$

$$\mathrm{Et} = \mathrm{Q}_{\mathrm{cog}} \cdot \mathrm{FC}_{\mathrm{cog}} \tag{14}$$

Ambas as usinas atendem aos requisitos estabelecidos na legislação, conforme mostrado na Tabela 52, e têm direito aos benefícios estabelecidos na legislação para usinas de cogeração qualificada.

Tabela 52 - Avaliação dos requisitos para qualificação das usinas de cogeração instaladas em UF1 e UF2

Requisitos definidos pela ANEEL (2006)						**Valor calculado**
Unidade fabril UF1	**Et**	**Ef**	**Ee**	**X**	**Fc%**	**UF1**
$\frac{Et}{Ef} \geq 15\%$	21.722	34.647	-	-	-	63%
$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$	21.722	34.647	7.259	2,13	44%	50%
Unidade fabril UF2	**Et**	**Ef**	**Ee**	**X**	**Fc%**	**UF2**
$\frac{Et}{Ef} \geq 15\%$	13.097	23.437	-	-	-	56%
$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$	13.097	23.437	5.329	2,13	44%	49%

4.1.2 Análise financeira

A legislação brasileira estabelece benefícios para alguns tipos de fontes geradoras de energia elétrica, incluindo as usinas de cogeração. Estes benefícios podem ser tanto nas tarifas de energia elétrica, quanto nas tarifas de gás natural.

A Resolução Normativa n.º 77 da ANEEL (2004) estipula os requisitos para obtenção de desconto na Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e na Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Esta resolução estabelece o desconto de 50% sobre a TUSD e TUST, incidindo na produção e no consumo da energia gerada por centrais geradoras cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja de até 30 MW, e que sejam oriundas das seguintes fontes de energia:

- Empreendimentos hidrelétricos com potencial igual ou inferior a 1 MW;
- Pequenas centrais hidrelétricas (PCH);
- Energia solar;
- Energia eólica;
- Biomassa;
- Cogeração qualificada.

Desta forma, as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 têm direito ao desconto na TUSD, já que são classificadas como Cogeração qualificada.

Para que o desconto seja concedido, a usina deve optar por se tornar um Produtor Independente de Energia perante à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou seja, toda a energia que é gerada é destinada à comercialização. Caso as unidades fabris optem pela comercialização (venda) desta energia no Mercado Livre, o consumidor que efetuar a compra da energia gerada pelas usinas de cogeração qualificada terá o referido desconto na TUSD.

A outra opção existente é a usina ser enquadrada como Autoprodutor de Energia; neste caso a energia gerada é diretamente consumida pela empresa (unidades fabris UF1 e UF2), sem qualquer comercialização da mesma no mercado e, portanto, não há desconto na TUSD.

O enquadramento da usina como PIE ou APE deve ser solicitado diretamente à ANEEL, conforme estipulado na Resolução Normativa n.º 390 (ANEEL, 2009).

Os incentivos existentes na tarifa de gás natural para as usinas de cogeração variam bastante, dependendo da localização geográfica da usina, já que algumas regiões do país, como é o caso do Estado de São Paulo, têm a prática de aplicar tarifas diferenciadas de gás natural para os empreendimentos de cogeração.

A Portaria CSPE n.º 1 (1999)[7] define os níveis tarifários e a classificação das unidades consumidoras de gás natural localizadas na área de concessão da distribuidora de gás natural das unidades fabris UF1 e UF2. Nesta Portaria, é apresentado o segmento "Cogeração", de forma que, todo o gás natural que é consumido para fins de geração de energia elétrica e vapor simultaneamente é faturado com tarifas diferenciadas, inferiores às tarifas de uma unidade consumidora classificada no segmento "Industrial".

O desconto a ser estabelecido às usinas depende do volume de gás natural contratado e da margem de distribuição negociada com a distribuidora de gás. No caso das duas usinas estudadas, o desconto na tarifa de cogeração é de aproximadamente 26% quando comparado com a tarifa de um consumidor industrial (gás subsidiado).

[7] A Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) foi extinta, sendo substituída pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP)

As Tabelas 53 e 54 mostram os resultados da análise financeira da utilização das usinas de cogeração instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2, respectivamente, para três cenários distintos, sendo o primeiro com a usina fora de operação, o segundo com a usina operando como Produtor Independente de Energia (PIE) e, o terceiro, com a usina operando como Autoprodutor de Energia (APE). A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de gás natural e energia elétrica previstos para o ano de 2020.

Tabela 53 - Análise financeira da utilização da usina de cogeração instalada na unidade fabril UF1

Unidade fabril UF1	**Cogeração fora de operação**	**Cogeração operando (PIE)**	**Cogeração operando (APE)**
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	14.000	14.000	14.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	19,12	13,36	19,12
Custo anual (R$)	3.212.160	2.244.852	3.212.160
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	15.000	15.000	15.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	2,56	1,79	2,56
Custo anual (R$)	460.800	321.930	460.800
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	104.725	104.725	38.499
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	31,83	31,83	31,83
Custo anual (R$)	3.333.398	3.333.398	1.225.437
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	104.725	104.725	38.499
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	3.142	3.142	1.155
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	15.534.974	15.534.974	5.711.028
Receita com a venda da energia gerada pela usina de cogeração			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	66.226	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-9.537.811	0
Operação e manutenção da usina de cogeração			
Custo com O&M (R$) [5]	0	4.320.000	4.320.000
Custo com gás natural			
Gás natural industrial			
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [6]	27.759.146	10.953.546	10.953.546
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [5]	0,78	0,78	0,78
Custo anual GN industrial (R$)	21.652.134	8.543.766	8.543.766
Gás natural para usina de cogeração			
Consumo de gás natural cogeração anual (m^3) [6]	0	26.805.600	26.805.600
Tarifa de gás natural cogeração (R$/$m^3$) [5]	0,58	0,58	0,58
Custo anual GN cogeração (R$)	0	15.547.248	15.547.248
Custo anual total (R$)	**44.193.465**	**40.308.357**	**39.020.439**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 1072 da ANEEL (2010a)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Tabela 40

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF1 é operar a usina de cogeração como Autoprodutor, sendo que a economia prevista somente no ano de 2020 é de R$ 5.173.026,00 (diferença entre R$ 44.193.465,00 e R$ 39.020.439,00).

Tabela 54 - Análise financeira da utilização da usina de cogeração instalada na unidade fabril UF2

Unidade fabril UF2	Cogeração fora de operação	Cogeração operando (PIE)	Cogeração operando (APE)
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	15.000	15.000	15.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	18,73	14,12	18,73
Custo anual (R$)	3.371.400	2.542.491	3.371.400
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	15.000	15.000	15.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	2,07	1,56	2,07
Custo anual (R$)	372.600	281.140	372.600
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	95.891	95.891	48.587
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	29,83	29,83	29,83
Custo anual (R$)	2.860.428	2.860.428	1.449.350
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	95.891	95.891	48.587
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	2.877	2.877	1.458
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	14.224.525	14.224.525	7.207.421
Receita com a venda da energia gerada pela usina de cogeração			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	47.304	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-6.812.722	0
Operação e manutenção da usina de cogeração			
Custo com O&M (R$) [5]	0	1.920.000	1.920.000
Custo com gás natural			
Gás natural industrial			
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [6]	22.757.773	12.624.573	12.624.573
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [5]	0,78	0,78	0,78
Custo anual GN industrial (R$)	17.751.063	9.847.167	9.847.167
Gás natural para usina de cogeração			
Consumo de gás natural cogeração anual (m^3) [6]	0	18.133.200	18.133.200
Tarifa de gás natural cogeração (R$/$m^3$) [5]	0,58	0,58	0,58
Custo anual GN cogeração (R$)	0	10.517.256	10.517.256
Custo anual total (R$)	**38.580.016**	**35.380.285**	**34.685.194**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 1106 da ANEEL (2011b)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Tabela 40

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF2 é operar a usina de cogeração como Autoprodutor, sendo que a economia prevista somente no ano de 2020 é de R$ 3.894.822,00.

4.1.3 Análise ambiental

No gráfico da Figura 14 foi mostrado o comportamento do aumento do nível de emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada entre os anos de 2005 e 2010. O principal motivo do aumento acentuado das emissões de 2009 para 2010 foi o início de operação das usinas de cogeração das unidades fabris UF1 e UF2 durante o ano de 2010, conforme pôde ser observado nas Tabelas 32 e 33.

Apesar de aumentar significativamente as emissões das unidades fabris, de forma a não atender o objetivo principal da PEMC de reduzir em 20% o nível de emissões de GEE em 2020 comparativamente ao ano de 2005, deve-se avaliar com bastante cuidado o real impacto da utilização das usinas de cogeração nas indústrias localizadas no Estado de São Paulo.

A pergunta que deve ser feita é se estas usinas estão de fato aumentando as emissões totais de gases de efeito estufa no território paulista (e brasileiro), ou se o aumento ocorre apenas quando se avalia a empresa estudada individualmente. Neste caso, é necessário analisar o impacto do uso das usinas de cogeração instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 no total de emissões do território brasileiro, já que boa parte da energia elétrica que precisaria ser produzida para suprimento das unidades fabris UF1 e UF2 (com as usinas de cogeração fora de operação) não precisa ser produzida. Portanto, as cogerações instaladas acarretam uma redução da utilização de usinas instaladas no território brasileiro, com conseqüente redução das emissões de gases de efeito estufa por parte destas usinas.

De acordo com os números da Figura 5, a matriz de geração de energia elétrica brasileira é formada por 75,2% de fontes renováveis, de forma que o valor da emissão média de gases de efeito estufa para geração de energia é bastante reduzido. O valor médio do fator de emissão de GEE para cada fonte de geração é mostrado na Tabela 55 (adaptado de Sovacool, 2008).

Tabela 55 - Fator de emissão de gases de efeito estufa por fonte de geração

Tecnologia	Emissões (kg CO_2eq / MWh)
Eólica	9
Hidrelétrica	10
Biogás	11
Térmica solar	13
Biomassa	28
Solar fotovoltaica	32
Geotérmica	38
Nuclear	66
Gás natural	443
Célula combustível	664
Óleo diesel	778
Óleo combustível	778
Carvão	1005

De fato, a Tabela 55 mostra dados que comprovam que a geração de energia elétrica proveniente de fontes fósseis (caso das usinas de cogeração estudadas) não é vantajosa do ponto de vista de emissões de GEE quando comparado com fontes renováveis.

A fim de avaliar o impacto das usinas de cogeração das unidades fabris UF1 e UF2, é realizada uma comparação entre dois modelos de suprimento energético para as duas unidades fabris, sendo o primeiro baseado no fornecimento de energia elétrica através da distribuidora local e de vapor a partir de caldeiras convencionais a gás natural (usinas fora de operação), e um segundo modelo que considera o fornecimento parcial das necessidades energéticas das unidades fabris a partir das usinas de cogeração (usinas em operação).

A Tabela 56 mostra o valor das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis considerando que as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 estejam fora de operação. Na Tabela 57 apresenta-se o valor das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis considerando que as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 estejam em operação. Foram utilizados dados de consumo do ano de 2020, conforme previsões descritas nos tópicos anteriores.

Tabela 56 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis com as usinas de cogeração fora de operação

USINAS FORA DE OPERAÇÃO Combustíveis fósseis - 2020	Volume de gás natural m^3	Fator de conversão kJ / m^3	Consumo GJ	Fator de emissão de CO_2 kg CO_2 / TJ	Emissões de CO_2 t CO_2	Fator de emissão de CH_4 kg CH_4 / TJ	Emissões de CH_4 kg CH_4	Fator de emissão de N_2O kg N_2O / TJ	Emissões de N_2O kg N_2O
Unidade fabril UF1									
Gás natural para Cogeração (Nm^3)	0	36.685	0	56.100	0	1	0	3	0
Gás natural para Caldeiras (Nm^3)	27.759.146	36.685	1.018.337	56.100	57.129	1	1.018	1	1.018
TOTAL					**57.129**		**1.018**		**1.018**
Unidade fabril UF2									
Gás natural para Cogeração (Nm^3)	0	36.685	0	56.100	0	1	0	3	0
Gás natural para Caldeiras (Nm^3)	22.757.773	36.685	834.863	56.100	46.836	1	835	1	835
TOTAL					**46.836**		**835**		**835**

Tabela 57 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de combustíveis fósseis com as usinas de cogeração em operação

USINAS EM OPERAÇÃO Combustíveis fósseis - 2020	Volume de gás natural m^3	Fator de conversão kJ / m^3	Consumo GJ	Fator de emissão de CO_2 kg CO_2 / TJ	Emissões de CO_2 t CO_2	Fator de emissão de CH_4 kg CH_4 / TJ	Emissões de CH_4 kg CH_4	Fator de emissão de N_2O kg N_2O / TJ	Emissões de N_2O kg N_2O
Unidade fabril UF1									
Gás natural para Cogeração (Nm^3)	26.805.600	36.685	983.357	56.100	55.166	1	983	3	2.950
Gás natural para Caldeiras (Nm^3)	10.953.546	36.685	401.828	56.100	22.543	1	402	1	402
TOTAL					**77.709**		**1.385**		**3.352**
Unidade fabril UF2									
Gás natural para Cogeração (Nm^3)	18.133.200	36.685	665.212	56.100	37.318	1	665	3	1.996
Gás natural para Caldeiras (Nm^3)	12.624.573	36.685	463.129	56.100	25.982	1	463	1	463
TOTAL					**63.300**		**1.128**		**2.459**

A Tabela 58 mostra o valor das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica considerando que as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 estejam fora de operação. Na Tabela 59 é apresentado o valor das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica considerando que as usinas instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 estejam em operação.

Tabela 58 - Emissões de GEE pelo uso de eletricidade da rede elétrica com as usinas de cogeração fora de operação

Usinas fora de operação Uso de eletricidade da rede 2020	**Consumo MWh**	**Fator de emissão de CO_2 t CO_2 / MWh**	**Emissões de CO_2 t CO_2**
Unidade fabril UF1	104.725	0,0486	5.093
Unidade fabril UF2	95.891	0,0486	4.663

Tabela 59 - Emissões de GEE pelo uso de eletricidade da rede elétrica com as usinas de cogeração em operação

Usinas em operação Uso de eletricidade da rede 2020	**Consumo MWh**	**Fator de emissão de CO_2 t CO_2 / MWh**	**Emissões de CO_2 t CO_2**
Unidade fabril UF1	38.499	0,0486	1.872
Unidade fabril UF2	48.587	0,0486	2.363

Os valores das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo de combustíveis e uso de eletricidade da rede considerando as usinas de cogeração fora de operação são mostrados na Tabela 60.

Na Tabela 61 são mostrados os valores das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo de combustíveis e uso de eletricidade da rede considerando as usinas de cogeração em operação.

Tabela 60 - Emissões de gases de efeito estufa com as usinas de cogeração fora de operação

Usinas fora de operação 2020	Emissão t	GWP	Emissões t CO_2eq
Unidade fabril UF1			
Gás natural			
CO_2	57.129	1	57.129
CH_4	1,018	25	25
N_2O	1,018	298	303
Grid purchased electricity			
CO_2eq	5.093	1	5.093
Total de emissões (t CO_2eq)			**62.550**
Unidade fabril UF2			
Gás natural			
CO_2	46.836	1	46.836
CH_4	0,835	25	21
N_2O	0,835	298	249
Grid purchased electricity			
CO_2eq	4.663	1	4.663
Total de emissões (t CO_2eq)			**51.769**

Tabela 61 - Emissões de gases de efeito estufa com as usinas de cogeração em operação

Usinas em operação 2020	Emissão t	GWP	Emissões t CO_2eq
Unidade fabril UF1			
Gas natural			
CO_2	77.709	1	77.709
CH_4	1,385	25	35
N_2O	3,352	298	999
Grid purchased electricity			
CO_2eq	1.872	1	1.872
Total de emissões (t CO_2eq)			**80.615**
Unidade fabril UF2			
Gas natural			
CO_2	63.300	1	63.300
CH_4	1,128	25	28
N_2O	2,459	298	733
Grid purchased electricity			
CO_2eq	2.363	1	2.363
Total de emissões (t CO_2eq)			**66.424**

A comparação dos níveis de emissões de gases de efeito estufa entre os dois modelos de suprimento energético (usinas de cogeração fora de operação x usinas de cogeração em operação) é mostrada na Tabela 62.

Tabela 62 - Comparação dos níveis de emissões de gases de efeito estufa entre os dois modelos de suprimento energético (usinas de cogeração fora de operação x usinas de cogeração em operação)

	Usinas fora de operação t CO_2eq	**Usinas em operação t CO_2eq**	**Variação %**
Unidade fabril UF1	62.550	80.615	29%
Unidade fabril UF2	51.769	66.424	28%

Ou seja, verifica-se um aumento substancial nos níveis de emissões a partir da operação das usinas de cogeração quando a usina de cogeração é avaliada individualmente e utilizando os fatores de emissão oficiais para elaboração de inventários.

Para quantificar as emissões oriundas do consumo de energia elétrica das unidades fabris UF1 e UF2 nos dois modelos propostos, foi utilizado o valor estimativo do fator de emissão proposto pelo MCT para elaboração de inventários para o ano de 2020 que, conforme mencionado nos tópicos anteriores, é de 0,0486 t CO_2eq/MWh.

O fator de emissão descrito é substancialmente baixo. Porém, conforme estudos realizados por Esparta (2008), o fato de o Brasil ter uma matriz de geração de energia elétrica relativamente limpa não significa necessariamente que as emissões evitadas na margem de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) serão baixas. Neste caso, as emissões evitadas no SIN pelo uso das usinas de cogeração nas indústrias estudadas poderiam advir de usinas com fatores de emissão mais altos, como no caso de usinas termelétricas a carvão, óleo diesel, óleo combustível e gás natural, para suprir o aumento de consumo de energia no sistema elétrico brasileiro devido às indústrias estudadas.

Portanto, deve-se avaliar o impacto real nas emissões de GEE devido às usinas

de cogeração com bastante critério, já que a energia elétrica gerada dentro das indústrias reduz o suprimento através de usinas que operam na margem de operação do SIN, e que geralmente apresentam fatores de emissão maiores que os sugeridos pelo MCT para elaboração de inventários.

Neste caso, o fator de emissão das usinas de cogeração deve ser comparado com o fator de emissão médio das usinas que operam na margem de operação do SIN, ou seja, não seria utilizado o fator de emissão proposto pelo MCT para elaboração de inventários (MCT, 2011a), mas sim o fator de emissão da margem de operação.

O Ministério da Ciência e Tecnologia define fatores de emissão médios para usinas que operam na margem de operação. A Tabela 63 mostra os valores apurados pelo MCT no período compreendido entre 2006 e 2010 (MCT, 2011b).

Tabela 63 - Fatores de emissão propostos pelo MCT para usinas que operam na margem de operação do SIN

Valores em t CO_2eq/MWh	2006	2007	2008	2009	2010 [1]
Fator de emissão na margem de operação (para comparação com fontes de energia eólica e solar)	0,2628	0,2376	0,3939	0,2055	0,3789
Fator de emissão na margem de operação (para comparação com outras fontes de geração)	0,2023	0,1842	0,3112	0,1635	0,2790

[1] O valor do fator de emissão depende, entre outros, do fator de emissão da margem de construção. Como o valor do fator de emissão da margem de construção não foi divulgado a tempo para elaboração deste trabalho, seu valor foi considerado igual ao do ano de 2009

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2008) assume o fator de emissão de 0,29 t CO_2eq/MWh para estimar o potencial de redução das emissões de GEE decorrentes de ações futuras que propiciem a diminuição do uso de energia elétrica da rede.

Estudos realizados por Reis (2009) apontam uma tendência de aumento no valor do fator de emissão da eletricidade consumida na margem de operação. O fator de emissão da margem de operação calculado por Reis é de 0,37 t CO_2eq/MWh para o ano de 2017.

Na Tabela 64 são apresentados os valores dos fatores de emissão médios das usinas que operam na margem de operação do SIN que fariam com que os dois modelos propostos (usina de cogeração fora de operação e usina de cogeração em

operação) tivessem o mesmo valor de emissões equivalentes totais de GEE, ou seja, é mostrado a partir de qual valor de fator de emissão das usinas que operam na margem de operação, que as usinas de cogeração instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 seriam benéficas se comparado com o modelo que não considera o uso das usinas.

Tabela 64 - Break even do fator de emissão médio das usinas que operam na margem de operação do SIN para igualar as emissões equivalentes de GEE dos dois modelos propostos para as unidades fabris UF1 e UF2

	Break even do Fator de emissão da margem de operação t CO_2eq / MWh	**Emissões de GEE t CO_2eq**
Unidade fabril UF1	0,3214	80.615
Unidade fabril UF2	0,3584	66.424

Portanto, se o valor do fator de emissão médio das usinas que operam na margem de operação do SIN for superior a 0,3214 t CO_2eq/MWh, a usina de cogeração da unidade UF1 está auxiliando na redução das emissões de GEE em território brasileiro. O mesmo raciocínio é válido para a usina de cogeração da unidade UF2, que apresenta um limite de 0,3584 t CO_2eq/MWh.

4.1.4 Análise dos resultados

A operação de usinas de cogeração nas unidades fabris UF1 e UF2 proporciona benefícios econômicos significativos, porém o impacto nas emissões de gases de efeito estufa é bastante acentuado quando da utilização das mesmas (avaliando as emissões individuais da empresa). O resumo das análises financeira e ambiental das usinas de cogeração UF1 e UF2 é mostrado na Tabela 65.

Tabela 65 - Resumo das análises financeira e ambiental das usinas de cogeração UF1 e UF2

	Usinas fora de operação	**Usinas em operação**	**Variação**
Unidade fabril UF1			
Custo anual com energia elétrica e combustível (R$)	44.193.465	39.020.439	-12%
Emissões anuais de gases de efeito estufa (t CO_2eq)	62.550	80.615	29%
Unidade fabril UF2			
Custo anual com energia elétrica e combustível (R$)	38.580.016	34.685.194	-10%
Emissões anuais de gases de efeito estufa (t CO_2eq)	51.769	66.424	28%

Conforme dados da Tabela 49, a meta de redução da emissão de gases de efeito estufa da empresa estudada é de 101.478 t CO_2eq (comparado à tendência de emissões de 2020). Caso as usinas de cogeração das unidades fabris UF1 e UF2 sejam tiradas de operação, a redução no nível de emissões de GEE seria de 32.719 t CO_2eq, o que representa 32% da meta de redução estabelecida pela Política Estadual de Mudanças Climáticas. Porém, isto representaria um aumento no custo de suprimento energético das unidades fabris UF1 e UF2 de R$ 9.067.848 por ano.

Apesar de a operação das usinas impactar negativamente o resultado das emissões de GEE no inventário da empresa, o aspecto das emissões evitadas na margem de operação deve ser levado em consideração, de forma que seja realizada uma análise justa do real impacto das usinas. Se o governo do Estado de São Paulo utilizar apenas o número “cru” das emissões, que utilizam os fatores de emissão oficiais para elaboração de inventários (caso da energia elétrica), todas as empresas que tenham iniciado a operação de usinas de cogeração que utilizam combustíveis fósseis entre os anos de 2005 e 2020 aparecerão como destaque negativo quanto à redução das emissões, quando na realidade as usinas destas empresas podem estar colaborando com a redução em âmbito estadual (ou nacional) em virtude do fator de emissão da energia elétrica que é gerada na margem de operação do Sistema Interligado Nacional brasileiro.

Sugere-se que o governo do Estado de São Paulo deva buscar uma forma de avaliar as empresas que se encaixam no cenário descrito acima, já que algumas usinas podem vir a colaborar com a redução das emissões de gases de efeito estufa quando os fatores de emissão da margem de operação (uso de energia elétrica da rede) são levados em consideração.

Não obstante, há grande variação no valor do fator de emissão pelo uso de energia elétrica da rede na margem de operação; estudos futuros devem ser desenvolvidos a fim de propiciar uma melhor análise do impacto pontual de cada usina e sua relação com o fator de emissão diário da margem de operação.

Não são apresentadas as análises de viabilidade econômica e de impacto ambiental da instalação de usinas de cogeração alimentadas com combustíveis fósseis para as unidades fabris UF3, UF4 e UF5, já que a instalação futura deste tipo de usina vai contra a meta principal da PEMC, de reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

4.2 Energia eólica

A energia eólica atualmente responde por 0,76% da capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2011a). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (BRASIL, 2010), há uma pretensão de que as usinas de fonte eólica representem 3,6% da matriz de geração no ano de 2019.

Quando a energia eólica é comparada com outras fontes de geração de energia elétrica, observa-se grande atratividade quanto às emissões de gases de efeito estufa deste tipo de geração (vide Tabela 55). Como o objetivo da PEMC do Estado de São Paulo é a redução das emissões de GEE, fica evidente a importância que deve ser dada à energia eólica por parte do governo e das indústrias, que devem reduzir o nível de emissões.

Bruni (2007) descreveu em seu trabalho as etapas para cálculo da potência eólica, que são resumidas abaixo. O valor da potência eólica disponível para conversão é dada pela equação (15).

$$Pd = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \qquad (15)$$

Onde,

Pd é a potência eólica disponível para conversão
ρ é a densidade do ar no local
A é a área da superfície das pás do rotor, e
V é a velocidade do vento

A eficiência de conversão da potência eólica para energia elétrica é dada por:

$$\eta_{eol} = \eta_B \cdot \eta_A \cdot \eta_m \cdot \eta_G \quad (16)$$

Onde,

η_{eol} é a eficiência de conversão da potência eólica para energia elétrica
η_B é a eficiência teórica de Betz, chamada de coeficiente de potência
η_A é o rendimento aerodinâmico das pás
η_m é o rendimento do multiplicador de velocidade (se utilizado)
η_G é o rendimento do gerador elétrico

Portanto, a potência elétrica instalada é dada por:

$$Pinst = \eta_{eol} \cdot Pd \quad \rightarrow \quad Pinst = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta_{eol} \quad (17)$$

De acordo com a equação (17), a potência elétrica depende diretamente da velocidade do vento elevado ao cubo. Além da velocidade do vento, há outro fator que determina o potencial de geração de energia eólica de uma usina, chamado de Fator de Capacidade (FC). O fator de capacidade indica o percentual de tempo em que o vento do local está em condições para a geração de energia elétrica pela usina (podendo variar entre 0 e 1), ou seja, quanto mais uniforme a velocidade do vento, mais próximo de 1 será o fator de capacidade.

Fatores de capacidade típicos geralmente situam-se entre 25% e 60%. Desta forma, a geração anual de energia elétrica, em MWh, pode ser calculada por:

$$EG_{eólica} = \frac{Pinst \cdot FC_{eólica} \cdot 8760}{1000000} \quad (18)$$

Os projetos de usinas eólicas são bastante sensíveis à variação da velocidade do vento. Segundo os fabricantes de turbinas eólicas, para que o sistema seja economicamente viável, a velocidade média anual mínima deve ser de 5,5 a 7 m/s (ALDABÓ, 2002 apud BRUNI, 2007, p. 21).

A Figura 20 mostra a distribuição da velocidade média anual do vento no território brasileiro (CEPEL, 2001).

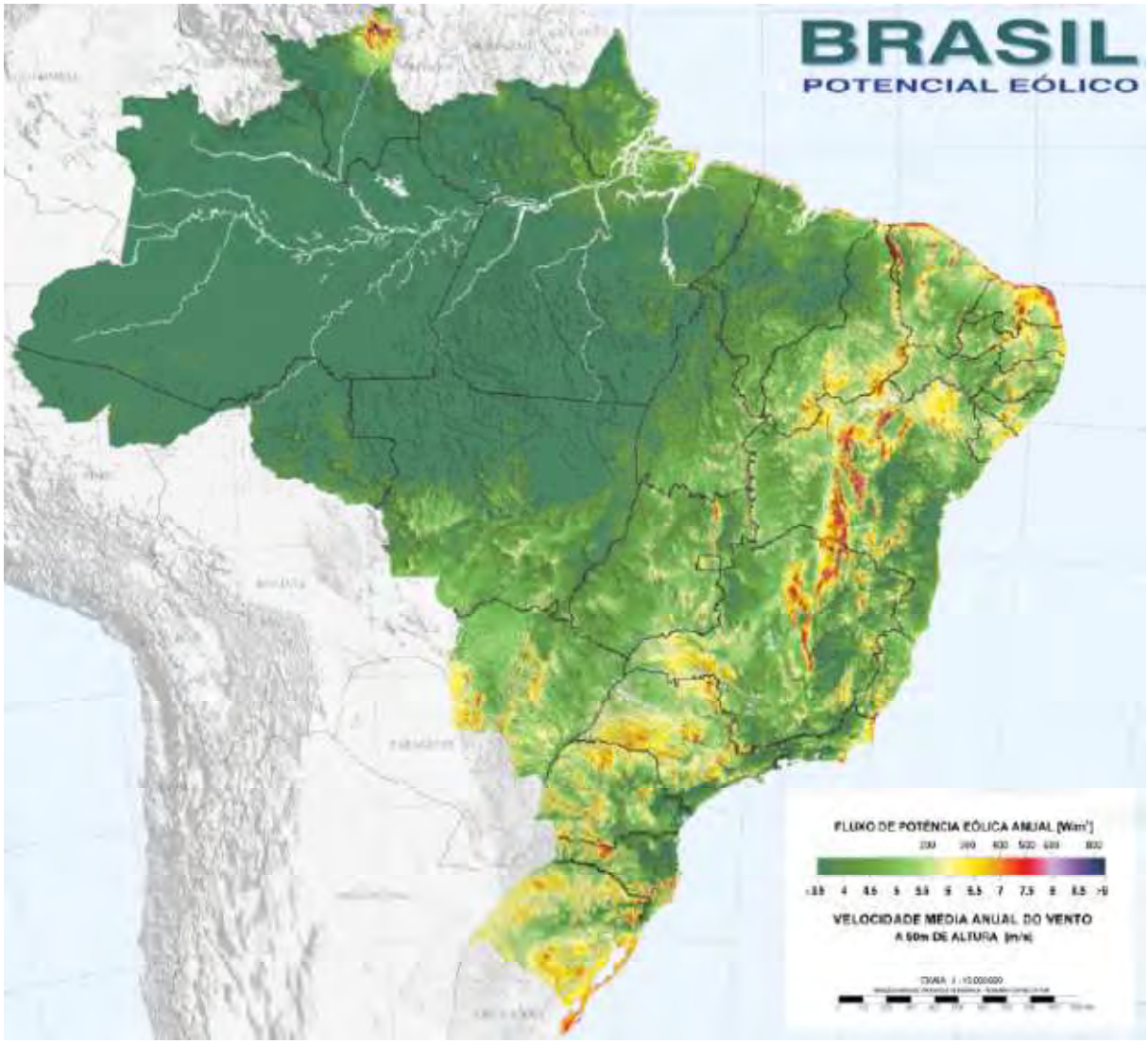

Figura 20 - Distribuição da velocidade média anual do vento no Brasil

O grande potencial brasileiro para geração de energia oriunda de fonte eólica está localizado na região Nordeste, sendo que o estado de São Paulo apresenta velocidades médias pouco favoráveis para instalação deste tipo de fonte.

Na Tabela 66 são mostradas as estimativas de velocidade média anual do vento a 50m de altura nas cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris da empresa estudada (CEPEL, 2011a).

Tabela 66 - Velocidade média anual do vento nas cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris

	Velocidade média anual do vento m/s	**Velocidade mínima requerida m/s**	**A velocidade média anual do vento é suficiente para instalação de usina eólica? Sim / Não**
UF1	4,00	Entre 5,5 e 7 m/s	Não
UF2	5,74	Entre 5,5 e 7 m/s	Sim (estimativa)
UF3	3,64	Entre 5,5 e 7 m/s	Não
UF4	6,12	Entre 5,5 e 7 m/s	Sim (estimativa)
UF5	6,55	Entre 5,5 e 7 m/s	Sim (estimativa)

Apesar dos números apresentados na tabela acima, a prática tem mostrado que quase todos os empreendimentos eólicos brasileiros estão localizados no nordeste do país. Segundo a ANEEL (2011a), há atualmente 51 usinas eólicas em operação no Brasil, sendo que 41 destas estão no nordeste (principalmente no Rio Grande do Norte e no Ceará), nove no sul (Rio Grande do Sul e Paraná) e apenas uma usina está situada na região sudeste (Rio de Janeiro).

São apresentadas neste trabalho as análises financeira e ambiental da instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5. Não é considerada a instalação de usina eólica na unidade fabril UF2, já que a velocidade média anual do vento na cidade onde se localiza a unidade fabril UF2 é apenas pouco superior ao limite mínimo recomendado para instalação deste tipo de usina.

4.2.1 Análise financeira

As premissas adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da instalação das usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5 são mostradas na Tabela 67.

Tabela 67 - Premissas adotadas para cálculo de viabilidade financeira de instalação de usinas eólicas

	Símbolo	**Premissa adotada**
Investimento (R$/MW) [1]	$I_{eólica}$	4.000.000
Operação e Manutenção (O&M) (R$/MWh)	$M_{eólica}$	14,00
Fator de capacidade (%)	$FC_{eólica}$	30%

[1] Fonte: Fornecedor do mercado brasileiro de usinas eólicas

Conforme comentado no item 4.1.2 deste trabalho, a energia gerada por usinas provenientes de fonte eólica fazem jus ao desconto de 50% sobre a TUSD e TUST, incidindo na produção e no consumo da energia gerada, desde que tais centrais geradoras injetem nos sistemas de transmissão ou distribuição potência não superior a 30 MW (ANEEL 2004, 2009).

As Tabelas 68 e 69 mostram os resultados da análise financeira da instalação de uma usina eólica com capacidade instalada (Pinst) de 4,0 MW nas unidades fabris UF4 e UF5, para três cenários distintos: o primeiro, sem a instalação da usina eólica, o segundo com a usina operando como Produtor Independente de Energia e, o terceiro, com a usina operando como Autoprodutor de Energia. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia elétrica previstos para o ano de 2020.

Tabela 68 - Análise financeira da instalação de usina eólica na unidade fabril UF4

Unidade fabril UF4	Sem a instalação da usina eólica	Usina eólica operando (PIE)	Usina eólica operando (APE)
Operação e manutenção da usina eólica			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	10.512	10.512
Custo anual com O&M (R$)	0	147.168	147.168
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	8.000	8.000	8.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	15,97	14,42	15,97
Custo anual (R$)	1.533.120	1.384.060	1.533.120
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	8.000	8.000	8.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	2,51	2,27	2,51
Custo anual (R$)	240.960	217.494	240.960
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	53.112	53.112	42.600
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	31,45	31,45	31,45
Custo anual (R$)	1.670.359	1.670.359	1.339.757
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	53.112	53.112	42.600
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	1.593	1.593	1.278
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	7.878.605	7.878.605	6.319.248
Receita com a venda da energia gerada pela usina			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	10.512	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-1.513.938	0
Créditos de carbono			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	10.512	10.512
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	3.933	3.933
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [6]	46	46	46
Receita anual (R$) [7]	0	-180.897	-180.897
Custo anual total (R$)	**11.323.044**	**9.602.852**	**9.399.356**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 1075 da ANEEL (2010b)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[7] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação da usina

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF4 é operar a usina eólica como Autoprodutor de energia, sendo que a receita anual prevista (R) para o ano de 2020 é de R$ 1.923.688,00 (diferença entre R$ 11.323.044,00 e R$ 9.399.356,00).

Tabela 69 - Análise financeira da instalação de usina eólica na unidade fabril UF5

Unidade fabril UF5	Sem a instalação da usina eólica	Usina eólica operando (PIE)	Usina eólica operando (APE)
Operação e manutenção da usina eólica			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	10.512	10.512
Custo anual com O&M (R$)	0	147.168	147.168
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	11.000	11.000	11.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	16,84	15,43	16,84
Custo anual (R$)	2.222.880	2.036.773	2.222.880
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	11.000	11.000	11.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	1,88	1,72	1,88
Custo anual (R$)	248.160	227.431	248.160
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	60.914	60.914	50.402
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	35,45	35,45	35,45
Custo anual (R$)	2.159.414	2.159.414	1.786.764
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	60.914	60.914	50.402
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	1.827	1.827	1.512
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	9.036.074	9.036.074	7.476.718
Receita com a venda da energia gerada pela usina			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	10.512	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-1.513.938	0
Créditos de carbono			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	10.512	10.512
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	3.933	3.933
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [6]	46	46	46
Receita anual (R$) [7]	0	-180.897	-180.897
Custo anual total (R$)	**13.666.529**	**11.912.026**	**11.700.793**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 961 da ANEEL (2010c)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[7] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação da usina

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF5 é operar a usina eólica como Autoprodutor de energia, sendo que a receita anual prevista (R) para o ano de 2020 é de R$ 1.965.736,00.

O Período de Retorno Simples (*Pay back*) do investimento realizado na usina eólica é dado por:

$$PB = \frac{CI_{eólica}}{R} \quad (19)$$

Onde,

PB é o *pay back* do projeto, expresso em anos

$CI_{eólica}$ é o custo do investimento na usina eólica, expresso em R$

Na Tabela 70 são mostrados os resultados financeiros da instalação das usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5 em termos do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido (VPL) dos projetos propostos neste item. No caso do VPL, foi considerado um horizonte de 10 anos na análise.

Também foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação (tarifas de uso do sistema, tarifas dos contratos no Mercado Livre, reajuste no custo de O&M, reajuste no preço da tonelada de CO_2 no mercado, etc).

Tabela 70 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido para a instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5

	Símbolo	**Usina eólica UF4**	**Usina eólica UF5**
Investimento (R$/MW)	$I_{eólica}$	4.000.000	4.000.000
Capacidade instalada (MW)	Pinst	4,0	4,0
Custo do investimento (R$)	$CI_{eólica}$	16.000.000	16.000.000
Receita anual (R$)	R	1.923.688	1.965.736
Taxa anual de juros (%)	r	15%	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**7,34**	**7,20**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**-4.415.760**	**-4.204.986**

O *pay back* pode ser considerado longo em ambos os projetos, uma vez que o setor industrial geralmente trabalha com projetos com *pay back* inferiores a 2 ou 3 anos. Já o VPL é negativo para as usinas eólicas das duas unidades fabris analisadas (UF4 e UF5), demonstrando que estes projetos não são viáveis economicamente.

O gráfico da Figura 21 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto da usina eólica da unidade fabril UF4 em função do investimento necessário ($I_{eólica}$), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

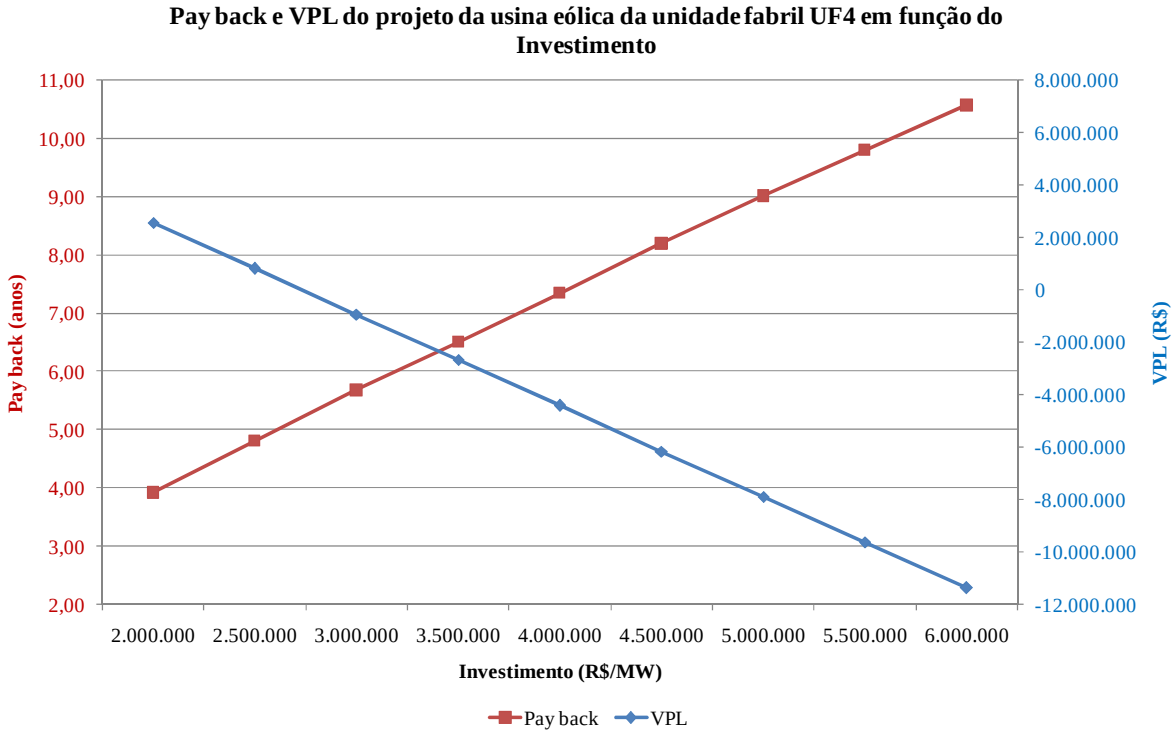

Figura 21 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto da usina eólica da unidade fabril UF4 em função do investimento $I_{eólica}$

O gráfico da Figura 22 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto da usina eólica da unidade fabril UF5 em função do investimento necessário ($I_{eólica}$), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

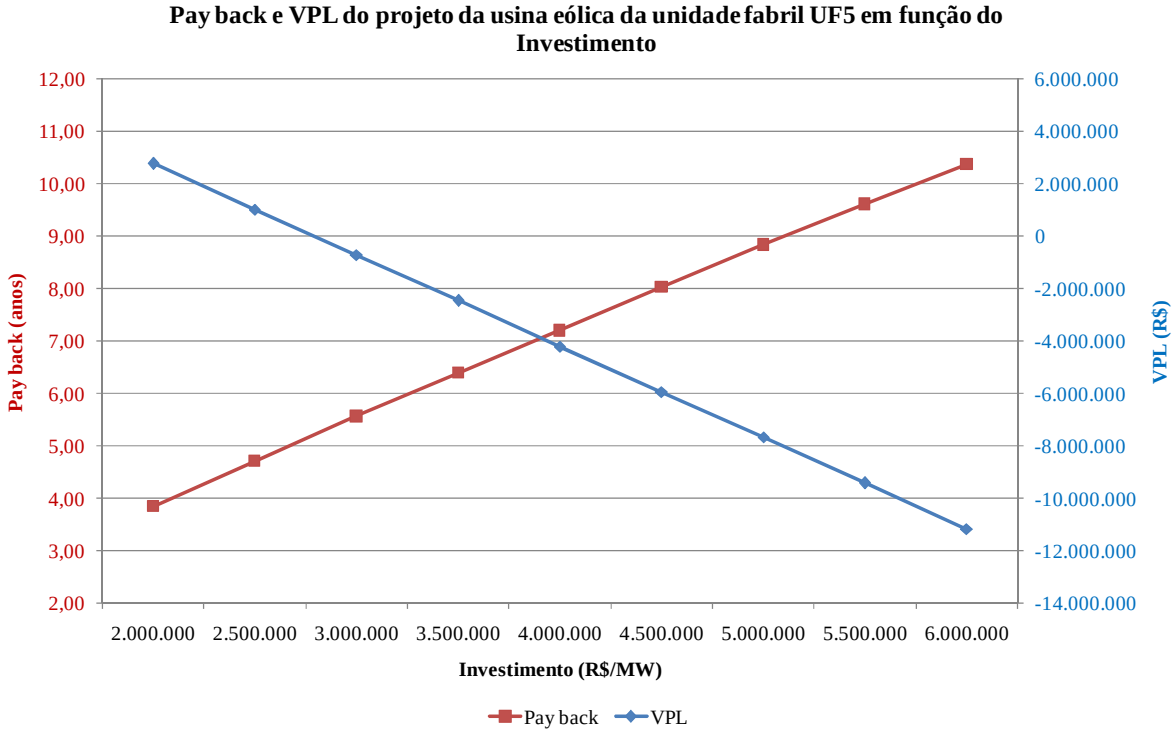

Figura 22 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto da usina eólica da unidade fabril UF5 em função do investimento $I_{eólica}$

4.2.2 Análise ambiental

A Tabela 71 apresenta as emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica no ano de 2020 no cenário que não considera a instalação das usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5. Já a Tabela 72 apresenta as emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica considerando a instalação das usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5. Foram utilizados os fatores de emissão propostos pelo MCT (2011a) para elaboração de inventários.

Tabela 71 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica sem a instalação de usinas eólicas

Sem a instalação de usinas eólicas Uso de eletricidade da rede - 2020	**Consumo** **MWh**	**Fator de emissão de CO_2** **t CO_2 / MWh**	**Emissões de CO_2** **t CO_2**
Unidade fabril UF4	53.112	0,0486	2.583
Unidade fabril UF5	60.914	0,0486	2.962

Tabela 72 - Emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica com a instalação de usinas eólicas

Com a instalação de usinas eólicas Uso de eletricidade da rede - 2020	**Consumo** **MWh**	**Fator de emissão de CO_2** **t CO_2 / MWh**	**Emissões de CO_2** **t CO_2**
Unidade fabril UF4	42.600	0,0486	2.072
Unidade fabril UF5	50.402	0,0486	2.451

4.2.3 Análise dos resultados

A instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5 mostra-se inviável economicamente, além de o impacto na redução do nível de emissões de GEE ser bastante reduzido, já que devem ser utilizados os fatores de emissão propostos pelo MCT (2011a) para elaboração de inventários. Na Tabela 73 são mostrados os resumos das análises financeira e ambiental da instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5.

Tabela 73 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas eólicas nas unidades fabris UF4 e UF5

	Sem a instalação da usina eólica	**Com a instalação da usina eólica**	**Variação**
Unidade fabril UF4			
Custo anual com energia elétrica (R$)	11.323.044	9.399.356	-17%
Pay back do projeto (anos)	-	7,34	
VPL do projeto (R$)	-	-4.415.760	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede (t CO_2eq)	2.583	2.072	-20%
Unidade fabril UF5			
Custo anual com energia elétrica (R$)	13.666.529	11.700.793	-14%
Pay back do projeto (anos)	-	7,20	
VPL do projeto (R$)	-	-4.204.986	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede (t CO_2eq)	2.962	2.451	-17%

Conforme dados da Tabela 49, a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada é de 101.478 t CO_2eq (comparado à tendência de emissões de 2020). Caso as usinas eólicas sejam instaladas nas unidades fabris UF4 e UF5, a redução no nível de emissões de GEE seria de 1.022 t CO_2eq, o que representa apenas

1,01% da meta de redução estabelecida pela PEMC. Além de a redução ser pouco significativa, representaria um impacto negativo no custo de suprimento energético das unidades fabris UF4 e UF5, já que os projetos de instalação das usinas eólicas apresentam *pay back* e VPL inviáveis economicamente.

Apesar de a redução das emissões de GEE ser baixa no caso da instalação de usinas eólicas, o aspecto das emissões evitadas na margem de operação deve ser levado em consideração, a fim de que se realize uma análise justa do real impacto da instalação das usinas. Da mesma forma que ocorre com as usinas de cogeração (item 4.1 deste trabalho), se o governo do Estado de São Paulo utilizar apenas o número "cru" das emissões, que utilizam os fatores de emissão oficiais para elaboração de inventários, dificilmente as indústrias paulistas sentir-se-ão atraídas para investir neste tipo de geração de energia, já que o inventário utiliza o fator de emissão médio do SIN. Na realidade, o fator de emissão da energia elétrica gerada na margem de operação deve ser utilizado para comparar a vantagem real das usinas eólicas no tocante à redução das emissões. O resultado obtido com a utilização de fatores de emissão de geração de energia elétrica na margem de operação é mostrado no final do capítulo.

O governo de São Paulo deve buscar uma forma de incentivar a instalação de usinas eólicas no Estado, de forma que não sejam utilizados apenas os números oficiais dos inventários de emissões, já que os mesmos não são claros quanto às ações que de fato foram implementadas pelas empresas para reduzir o nível de emissões (como por exemplo, no caso da instalação de usinas eólicas, que reduzem as emissões na margem de operação do sistema elétrico).

4.3 Energia solar fotovoltaica

O Brasil conta atualmente com cinco usinas solares operando comercialmente para geração de energia, totalizando 87 kW de capacidade instalada. Isto representa 0,00007% da matriz de geração de energia elétrica brasileira (ANEEL, 2011a).

Há a previsão de entrada em operação da usina Tauá no ano de 2011, localizada no município de Tauá, no Ceará, cuja capacidade instalada inicial é de 1.000 kW,

fazendo com que a representatividade da energia solar na matriz passe para 0,0009% do total. A usina Tauá foi construída a partir de investimento privado, e há expectativa de que a capacidade instalada da mesma seja ampliada para 5.000 kW no futuro.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (BRASIL, 2010) não faz nenhuma referência à perspectiva de ampliação deste tipo de geração no país, provando que ainda não existe um planejamento político de longo prazo para a expansão da energia solar no Brasil. A Alemanha, que detém o maior parque de geração solar fotovoltaica do planeta, contabiliza 5.444.000 kW de capacidade instalada em energia solar (GREEN CROSS, 2009), ou seja, a diferença é superior a sessenta mil vezes com relação à capacidade brasileira de geração (87 kW).

O Brasil é um país que recebe grandes quantidades de radiação solar durante o ano, sendo, portanto, um bom candidato à instalação de painéis fotovoltaicos. A Figura 23 mostra o mapa da média anual de radiação solar no território brasileiro (INMET, 1998 apud ANEEL, 2005).

O maior potencial brasileiro para geração de energia fotovoltaica está na região Nordeste, sendo que o Estado de São Paulo apresenta níveis intermediários de radiação solar. A fim de ilustrar a localização privilegiada da usina de Tauá em termos de radiação solar, sua posição foi plotada no mapa da Figura 23.

Mesmo para valores elevados de radiação (acima de 5.700 Wh/m^2/dia), a instalação de painéis fotovoltaicos ainda não apresenta viabilidade econômica, e tem sido aplicada a alguns nichos de mercado.

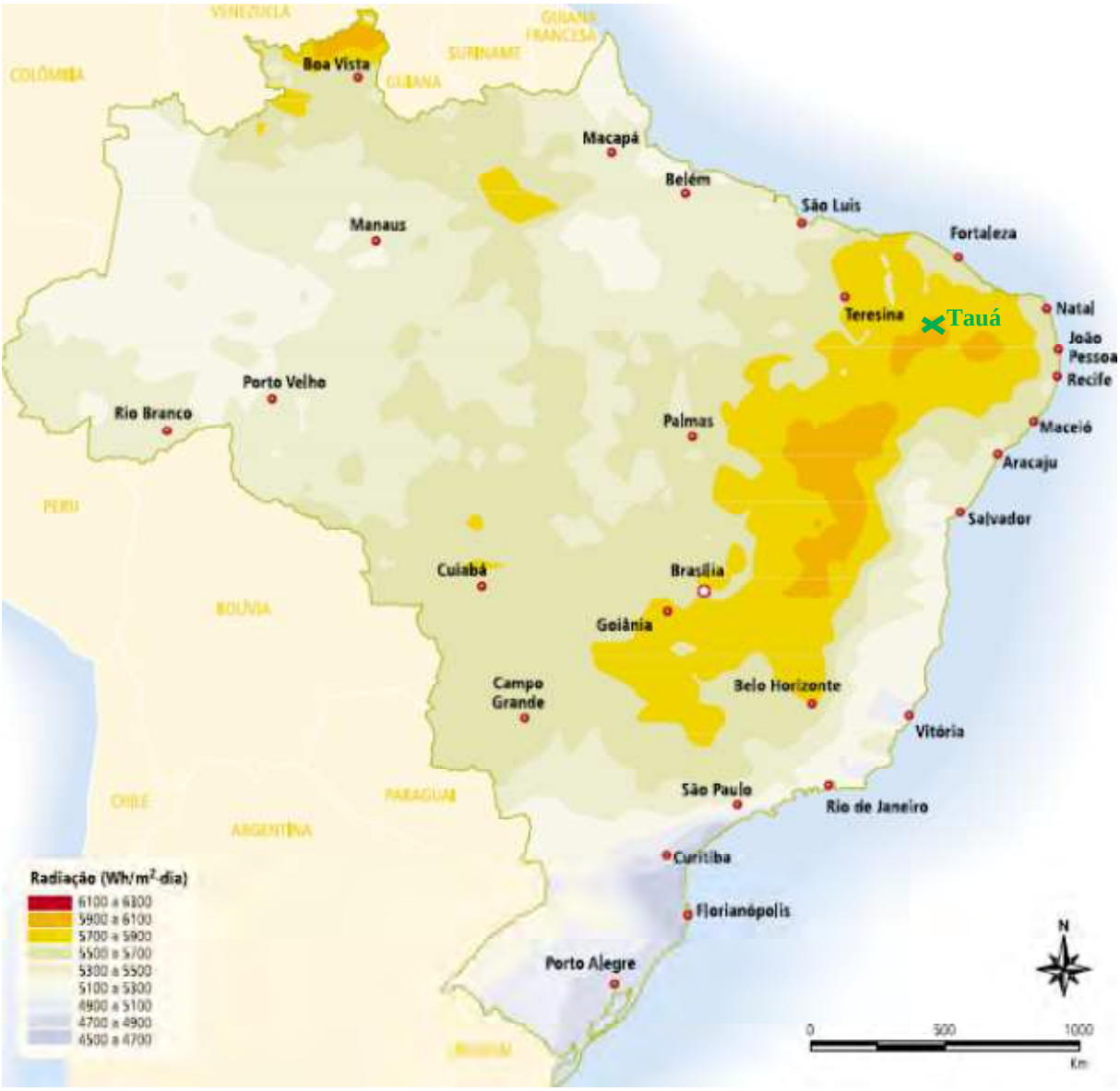

Figura 23 - Média anual de radiação solar no território brasileiro

Na Tabela 74 são mostrados os valores estimativos da radiação média anual nas proximidades das cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris da empresa estudada (CEPEL, 2011b).

Tabela 74 - Radiação média anual nas proximidades das cidades onde se encontram instaladas as unidades fabris

Unidade fabril	**Radiação média anual kWh/m²/dia**
UF1	4,45
UF2	4,90
UF3	3,96
UF4	4,90
UF5	5,05

São apresentadas neste trabalho as análises financeira e ambiental da instalação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5. Não é considerada a instalação de painéis nas unidades fabris UF1 e UF3, que apresentam menor nível de radiação solar durante o ano.

Uma desvantagem da utilização dos painéis fotovoltaicos é o baixo fator de capacidade na geração de energia elétrica. Os valores típicos geralmente situam-se entre 6% e 20%.

4.3.1 Análise financeira

As premissas adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5 são mostradas na Tabela 75.

Tabela 75 - Premissas adotadas para cálculo de viabilidade financeira de instalação de painéis fotovoltaicos

	Símbolo	**Premissa adotada**
Investimento (R$/MW)	I_{solar}	10.000.000
Operação e Manutenção (O&M) (R$/MWh)	M_{solar}	76
Fator de capacidade (%)	FC_{solar}	15%

Conforme comentado no item 4.1.2 deste trabalho, a energia elétrica gerada por usinas provenientes de fonte solar fazem jus ao desconto de 50% sobre a TUSD e TUST, incidindo na produção e no consumo da energia gerada, desde que tais centrais geradoras injetem nos sistemas de transmissão ou distribuição potência não superior a 30 MW (ANEEL 2004, 2009).

As Tabelas 76, 77 e 78 mostram o resultado da análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos com capacidade instalada (Pinst) de 1,0 MW nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5, respectivamente, para três cenários distintos: o primeiro, sem a

instalação dos painéis fotovoltaicos, o segundo com a usina solar operando como Produtor Independente de Energia e, o terceiro, com a usina operando como Autoprodutor de Energia. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia elétrica previstos para o ano de 2020.

Tabela 76 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF2

Unidade fabril UF2	Sem a instalação da usina solar	Usina solar operando (PIE)	Usina solar operando (APE)
Operação e manutenção da usina solar fotovoltaica			
Produção anual de energia elétrica (EG_{solar}) (MWh)	0	1.314	1.314
Custo anual com O&M (R$)	0	99.864	99.864
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	15.000	15.000	15.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	18,73	18,60	18,73
Custo anual (R$)	3.371.400	3.348.375	3.371.400
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	15.000	15.000	15.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	2,07	2,06	2,07
Custo anual (R$)	372.600	370.059	372.600
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	95.891	95.891	94.577
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	29,83	29,83	29,83
Custo anual (R$)	2.860.428	2.860.428	2.821.231
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	95.891	95.891	94.577
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	2.877	2.877	2.837
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	14.224.525	14.224.525	14.029.606
Receita com a venda da energia gerada pela usina			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	1.314	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-189.242	0
Créditos de carbono			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	1.314	1.314
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	492	492
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [6]	46	46	46
Receita anual (R$) [7]	0	-22.612	-22.612
Custo anual total (R$)	**20.828.953**	**20.691.397**	**20.672.089**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 1106 da ANEEL (2011b)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[7] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação da usina

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF2 é operar a usina solar como Autoprodutor de energia, sendo que a receita anual prevista (R) para o ano de 2020 é de R$ 156.864,00 (diferença entre R$ 20.828.953,00 e R$ 20.672.089).

Tabela 77 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF4

Unidade fabril UF4	Sem a instalação da usina solar	Usina solar operando (PIE)	Usina solar operando (APE)
Operação e manutenção da usina solar fotovoltaica			
Produção anual de energia elétrica (EG_{solar}) (MWh)	0	1.314	1.314
Custo anual com O&M (R$)	0	99.864	99.864
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	8.000	8.000	8.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	15,97	15,78	15,97
Custo anual (R$)	1.533.120	1.514.488	1.533.120
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	8.000	8.000	8.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	2,51	2,48	2,51
Custo anual (R$)	240.960	238.027	240.960
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	53.112	53.112	51.798
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	31,45	31,45	31,45
Custo anual (R$)	1.670.359	1.670.359	1.629.034
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	53.112	53.112	51.798
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	1.593	1.593	1.554
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	7.878.605	7.878.605	7.683.685
Receita com a venda da energia gerada pela usina			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	1.314	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-189.242	0
Créditos de carbono			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	1.314	1.314
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	492	492
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [6]	46	46	46
Receita anual (R$) [7]	0	-22.612	-22.612
Custo anual total (R$)	**11.323.044**	**11.189.488**	**11.164.051**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 1075 da ANEEL (2010b)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[7] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação da usina

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF4 é operar a usina solar como Autoprodutor de energia, sendo que a receita anual prevista (R) para o ano de 2020 é de R$ 158.993,00.

Tabela 78 - Análise financeira da instalação de painéis fotovoltaicos na unidade fabril UF5

Unidade fabril UF5	Sem a instalação da usina solar	Usina solar operando (PIE)	Usina solar operando (APE)
Operação e manutenção da usina solar fotovoltaica			
Produção anual de energia elétrica (EG_{solar}) (MWh)	0	1.314	1.314
Custo anual com O&M (R$)	0	99.864	99.864
Custo com energia elétrica (distribuidora local)			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	11.000	11.000	11.000
Tarifa demanda P (R$/kW) [2]	16,84	16,66	16,84
Custo anual (R$)	2.222.880	2.199.617	2.222.880
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW) [1]	11.000	11.000	11.000
Tarifa demanda FP (R$/kW) [2]	1,88	1,86	1,88
Custo anual (R$)	248.160	245.569	248.160
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	60.914	60.914	59.600
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh) [2]	35,45	35,45	35,45
Custo anual (R$)	2.159.414	2.159.414	2.112.833
Custo com energia elétrica (comercializadora)			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh) [3]	60.914	60.914	59.600
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh) [4]	1.827	1.827	1.788
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	9.036.074	9.036.074	8.841.155
Receita com a venda da energia gerada pela usina			
Energia elétrica disponível para venda (MWh) [3]	0	1.314	0
Preço de venda / transferência para unidade fabril (R$/MWh) [5]	144,02	144,02	144,02
Receita anual (R$)	0	-189.242	0
Créditos de carbono			
Produção anual de energia elétrica ($EG_{eólica}$) (MWh)	0	1.314	1.314
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	492	492
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [6]	46	46	46
Receita anual (R$) [7]	0	-22.612	-22.612
Custo anual total (R$)	**13.666.529**	**13.528.684**	**13.502.280**

[1] Fonte: Valor estimado pela empresa para o ano de 2020

[2] Fonte: Resolução Homologatória n.º 961 da ANEEL (2010c)

[3] Fonte: Tabela 38

[4] As perdas para consumidores do Mercado Livre são da ordem de 3%. Fonte: CCEE (2010)

[5] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[6] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[7] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação da usina

A melhor opção financeira para a unidade fabril UF5 é operar a usina solar como Autoprodutor de energia, sendo que a receita anual prevista (R) para o ano de 2020 é de R$ 164.249,00.

A Tabela 79 mostra o resultado financeiro da instalação dos painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5 em termos do Período de Retorno Simples e do

Valor Presente Líquido (VPL) dos projetos propostos neste item. No caso do VPL, foi considerado um horizonte de 10 anos na análise.

Também foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação (tarifas de uso do sistema, tarifas dos contratos no Mercado Livre, reajuste no custo de O&M, reajuste no preço da tonelada de CO_2 no mercado, etc).

Tabela 79 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido para a instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5

	Símbolo	**Usina solar UF2**	**Usina solar UF4**	**Usina eólica UF5**
Investimento (R$/MW)	I_{solar}	10.000.000	10.000.000	10.000.000
Capacidade instalada (MW)	Pinst	1,0	1,0	1,0
Custo do investimento (R$)	CI_{solar}	10.000.000	10.000.000	10.000.000
Receita anual (R$)	R	156.864	158.993	164.249
Taxa anual de juros (%)	r	15%	15%	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**34,28**	**34,00**	**33,31**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**-7.927.537**	**-7.916.866**	**-7.890.519**

O *pay back* é extremamente longo para os três projetos. Já o VPL é negativo para as usinas solares das três unidades fabris analisadas (UF2, UF4 e UF5), demonstrando que estes projetos não são viáveis economicamente.

4.3.2 Análise ambiental

Na Tabela 80 são apresentados os valores das emissões de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica no ano de 2020 no cenário que não considera a instalação de usinas solares fotovoltaicas nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5. Já a Tabela 81 apresenta as emissões pelo uso de eletricidade da rede elétrica considerando a instalação dos painéis nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5. Foram utilizados os fatores de emissão propostos pelo MCT (2011a) para elaboração de inventários.

Tabela 80 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica sem a instalação de painéis fotovoltaicos

Sem a instalação de painéis Uso de eletricidade da rede 2020	**Consumo**	**Fator de emissão de CO_2**	**Emissões de CO_2**
	MWh	**t CO_2 / MWh**	**t CO_2**
Unidade fabril UF2	95.891	0,0486	4.663
Unidade fabril UF4	53.112	0,0486	2.583
Unidade fabril UF5	60.914	0,0486	2.962

Tabela 81 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede elétrica com a instalação de painéis fotovoltaicos

Com a instalação de painéis Uso de eletricidade da rede 2020	**Consumo**	**Fator de emissão de CO_2**	**Emissões de CO_2**
	MWh	**t CO_2 / MWh**	**t CO_2**
Unidade fabril UF2	94.577	0,0486	4.599
Unidade fabril UF4	51.798	0,0486	2.519
Unidade fabril UF5	59.600	0,0486	2.898

4.3.3 Análise dos resultados

A instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5 mostra-se totalmente inviável economicamente, além de o impacto na redução das emissões de GEE ser bastante reduzido. A Tabela 82 mostra o resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas solares nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5.

Os números apresentados comprovam que a energia solar para fins de geração de energia elétrica ainda é restrita para nichos de mercado, tais como o atendimento de comunidades afastadas das redes de distribuição de energia, de equipamentos de comunicação e estações (telefones de emergência em rodovias, repetidores, etc), equipamentos meteorológicos afastados da rede, iluminação pública, irrigação, além das pequenas instalações em universidades e centros de pesquisa.

Tabela 82 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF2, UF4 e UF5

	Sem a instalação de painéis fotovoltaicos	Com a instalação de painéis fotovoltaicos	Variação
Unidade fabril UF2			
Custo anual com energia elétrica (R$)	20.828.953	20.672.089	-0,8%
Pay back do projeto (anos)	-	34,28	
VPL do projeto (R$)	-	-7.927.537	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede (t CO_2eq)	4.663	4.599	-1,4%
Unidade fabril UF4			
Custo anual com energia elétrica (R$)	11.323.044	11.164.051	-1,4%
Pay back do projeto (anos)	-	34,00	
VPL do projeto (R$)	-	-7.916.866	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede (t CO_2eq)	2.583	2.519	-2,5%
Unidade fabril UF5			
Custo anual com energia elétrica (R$)	13.666.529	13.502.280	-1,2%
Pay back do projeto (anos)	-	33,31	
VPL do projeto (R$)	-	-7.890.519	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de eletricidade da rede (t CO_2eq)	2.962	2.898	-2,2%

Neste contexto, a energia solar fotovoltaica ainda é uma realidade distante das empresas de uma forma geral, devido ao alto custo de investimento e ao baixo fator de capacidade apresentado pelos painéis. Diferentemente do que tem ocorrido com a energia eólica, a energia solar ainda deve ficar vários anos restrita aos mercados citados acima, não sendo, portanto, uma forma de geração de energia que deve ser priorizada pelas indústrias para fins de redução das emissões de gases de efeito estufa, a não ser que o governo elabore políticas específicas que desenvolvam e estimulem a instalação deste tipo de geração para fins ainda inexplorados no país.

4.4 Geração de energia térmica a gás natural

A partir da Tabela 14, nota-se que a unidade fabril UF4 faz uso de óleo combustível para suprir as necessidades de energia térmica do processo produtivo. Nos tópicos anteriores deste trabalho, principalmente no capítulo que trata da elaboração do

inventário de emissões de GEE da empresa estudada, foram abordados os impactos dos diferentes tipos de combustível na emissão de gases de efeito estufa.

Nesta etapa do estudo, faz-se uma análise da troca do combustível utilizado na unidade fabril UF4, de forma a utilizar um combustível mais limpo, e que não demande grandes alterações no parque atual de geração de vapor. Neste sentido, é proposta a conversão dos geradores de vapor a óleo combustível para gás natural, através da substituição do queimador e adequação de acessórios e automação dos geradores de vapor.

4.4.1 Análise financeira

As premissas adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da utilização de gás natural na unidade fabril UF4 são mostradas na Tabela 83.

Tabela 83 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira da utilização de gás natural nas caldeiras da unidade UF4

	Símbolo	**Premissa adotada**
Potência térmica instalada (t/h)	Et_{gn}	10
Investimento na adequação do sistema de geração de vapor para utilização de gás natural (R$/t/h)	I_{gn}	40.000
Operação e Manutenção anual das caldeiras (O&M) (R$/t/h)	$M_{comb.}$	2.500
Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a combustíveis fósseis (%)	$\eta_{comb.}$	90%

A quantidade anual de gás natural necessária para suprir as necessidades de energia térmica da unidade fabril UF4 no ano de 2020 pode ser obtida pela seguinte equação:

$$V_{gn} = m_{óleo} \cdot \frac{PCI_{óleo}}{PCI_{gn}} \quad (20)$$

Onde,

V_{gn} é a quantidade anual de gás natural, em m^3

$m_{óleo}$ é a quantidade anual de óleo combustível consumida nas caldeiras, em kg

PCI_{gn} é o poder calorífico inferior do gás natural, em kcal/m^3

$PCI_{óleo}$ é o poder calorífico inferior do óleo combustível, em kcal/kg

Na Tabela 84 é apresentado o resultado da análise financeira da adequação do sistema de geração de vapor da unidade fabril UF4 para utilização de gás natural considerando dois cenários distintos: o primeiro, sem a adequação das caldeiras (uso de óleo combustível) e, o segundo, com a adequação das caldeiras. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia térmica (vapor) previstos para o ano de 2020.

Tabela 84 - Análise financeira da adequação das caldeiras da unidade fabril UF4 para utilização de gás natural

Unidade fabril UF4	**Sem a adequação das caldeiras**	**Com a adequação das caldeiras**
Operação e manutenção das caldeiras		
Potência térmica instalada (t/h)	10	10
Custo anual com O&M (R$)	25.000	25.000
Custo com óleo combustível		
Consumo de óleo BPF 3A (kg) [1]	2.544.111	-
Tarifa do óleo BPF 3A (R$/kg) [2]	1,00	-
Custo anual óleo BPF 3A (R$)	2.544.111	-
Custo com gás natural		
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [3]	-	2.801.766
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [2]	-	0,83
Custo anual GN industrial (R$)	-	2.325.466
Custo anual total (R$)	**2.569.111**	**2.350.466**

[1] Fonte: Tabela 40

[2] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[3] Cálculo utilizando a Equação 20

A instalação das caldeiras a gás natural na unidade fabril UF4 pode gerar uma receita anual (R) para o ano de 2020 de R$ 218.645,00 (diferença entre R$ 2.569.111,00 e R$ 2.350.466).

A Tabela 85 mostra o resultado financeiro da adequação das caldeiras para utilização de gás natural na unidade fabril UF4 em termos do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido. No caso do VPL, foi considerado um horizonte de 10 anos na análise.

Também foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação (tarifa de gás natural, tarifa de óleo combustível, reajuste no custo de O&M, etc).

Tabela 85 - Período de Retorno Simples e VPL para a adequação das caldeiras da unidade fabril UF4 para utilização de gás natural

	Símbolo	Caldeiras a gás natural UF4
Investimento (R$/t/h)	I_{gn}	40.000
Potência térmica instalada (t/h)	Et_{gn}	10
Custo do investimento (R$)	CI_{gn}	400.000
Receita anual (R$)	R	218.645
Taxa anual de juros (%)	r	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**1,80**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**748.174**

O gráfico da Figura 24 mostra o comportamento do *pay back* e do VPL do projeto de adequação das caldeiras da unidade fabril UF4 em função do investimento necessário (I_{gn}), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

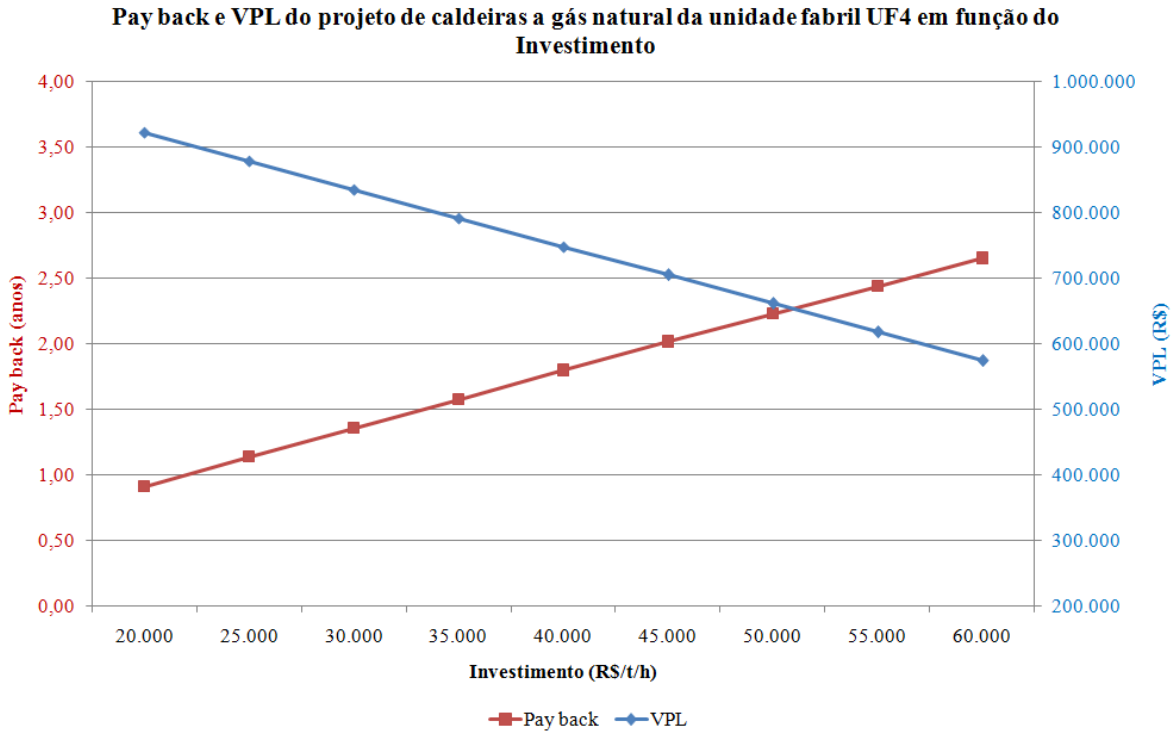

Figura 24 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a gás natural na unidade fabril UF4 em função do investimento I_{gn}

4.4.2 Análise ambiental

A Tabela 86 apresenta os valores das emissões de GEE para geração de energia térmica para o processo produtivo da unidade UF4 nos dois cenários avaliados: sem a conversão das caldeiras para utilização de gás natural e com a conversão das caldeiras.

Tabela 86 - Emissão de gases de efeito estufa para geração de energia térmica para a unidade UF4 - adequação das caldeiras para utilização de gás natural

Energia térmica para o processo prudutivo - UF4 **Emissão de gases de efeito estufa** **2020**	**Consumo** **un.**	**Fator de emissão de CO_2eq** **t CO_2eq / un.**	**Emissões de CO_2eq** **t CO_2eq**
Sem a adequação das caldeiras para utilização de gás natural (uso de óleo BPF 3A) (kg)	2.544.111	3,1336E-03	7.972
Com a adequação das caldeiras para utilização de gás natural (uso de GN) (m^3)	2.801.766	2,0699E-03	5.799

4.4.3 Análise dos resultados

A conversão do sistema de geração de vapor da unidade fabril UF4 de óleo combustível para gás natural apresenta boa viabilidade econômica, além de proporcionar a redução das emissões de gases de efeito estufa. O resumo das análises financeira e ambiental da conversão das caldeiras da unidade fabril UF4 para gás natural é mostrado na Tabela 87.

Tabela 87 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de caldeiras a gás natural na unidade UF4

	Sem a conversão das caldeiras para gás natural	**Com a conversão das caldeiras para gás natural**	**Variação**
Unidade fabril UF4			
Custo anual com geração de vapor (R$)	2.569.111	2.350.466	-9%
Pay back do projeto (anos)	-	1,80	
VPL do projeto (R$)	-	748.174	
Emissões anuais de gases de efeito estufa para geração de vapor (t CO_2eq)	7.972	5.799	-27%

Conforme dados da Tabela 49, a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada é de 101.478 t CO_2eq (comparado à tendência de emissões de 2020). Caso o sistema de geração de energia térmica da unidade fabril UF4 seja adequado para utilização de gás natural, a redução no nível de emissões de GEE seria de 2.173 t CO_2eq, o que representa 2,14% da meta de redução estabelecida pela Política Estadual de Mudanças Climáticas.

4.5 Geração de energia térmica a biomassa

A biomassa é uma fonte renovável de energia, com escala suficiente para desempenhar papel expressivo no desenvolvimento de programas vitais de energias renováveis e na criação de uma sociedade ecologicamente consciente (HALL, D.O; HOUSE, J. I.; SCRASE, I., 2000 apud MOTA et al., 2010).

São diversas as tecnologias para a produção de energia térmica a partir de biomassa sólida, aumentando em complexidade quanto ao sistema de alimentação, tipo de combustível, configuração das(s) câmara(s) de combustão, recirculação de gases, trocadores de calor, sistemas de controle de emissão e outras características. Alguns exemplos típicos são (GOLDEMBERG; LUCON, 2008):

- Caldeiras simples para aquecimento doméstico;
- Caldeiras com alimentação inferior de lenha para maiores demandas;
- Caldeira para incineração;
- Caldeira com chicanas para queima de palha;
- Caldeira com injetor de biomassa pulverizada;
- Caldeiras de leito fluidizado; e
- Gaseificador de biomassa, abrangendo desde uma caldeira simples que produza gases combustíveis (CO_2 e CH_4, decorrentes da queima incompleta) até uma planta completa de gaseificação e cogeração integradas.

Diversos tipos de biomassa têm sido utilizados no Brasil para geração de energia, como o bagaço de cana, a casca de arroz, o cavaco de eucalipto, o cavaco de pinus, a

madeira de lei, a lenha seca, a palha de cana, o capim elefante, a casca de eucalipto, a casca de babaçu, etc.

O tipo de biomassa utilizado em um empreendimento depende principalmente da disponibilidade de cada biomassa na região onde se encontra a usina de geração de vapor, pois os custos envolvidos com a logística de transporte da biomassa até o local de consumo podem inviabilizar financeiramente o uso deste tipo de combustível.

No caso do bagaço de cana, em virtude do caráter sazonal da indústria sucroalcooleira, o fornecimento de bagaço excedente para fins industriais não pode ser realizado de forma contínua, havendo a necessidade da formação de estoques reguladores, a fim de suprir a sua carência no período da entre-safra (UCHOA, 2005). Outra opção para suprir os meses de baixa disponibilidade do insumo é a substituição do mesmo por outra biomassa nos meses em questão.

Já a casca de arroz é um resíduo agroindustrial, subproduto do beneficiamento do arroz, e de extrema importância no Brasil, tendo em vista a considerável produção nacional, principalmente no Rio Grande do Sul. Porém, o transporte da casca de arroz para outras regiões do país, como no caso do Estado de São Paulo, é inviável do ponto de vista econômico.

O mercado de biomassa no Brasil ainda não é totalmente profissionalizado, já que grande parte dos fornecedores são pequenos empresários que comercializam a biomassa como produto primário ou como subproduto da atividade principal da empresa. Esta é uma dificuldade para as indústrias que desejam utilizar biomassa como combustível, já que é necessária a interação com vários *players* para garantir o fornecimento de biomassa para a indústria.

Outro gargalo é a qualidade da biomassa entregue, que deve ter baixa umidade, a fim de manter um PCI adequado ao uso como combustível. O PCI típico de alguns tipos de biomassa comercializados no Brasil é mostrado na Tabela 88.

Tabela 88 - Poder calorífico inferior típico de biomassas comercializadas no Brasil

Biomassa	PCI kcal/kg	Umidade considerada %
Bagaço de cana [1]	1.791	50%
Palha de cana [2]	3.045	15%
Aparas de madeira (briquete comercial) [3]	4.800	10%
Casca de arroz [3]	2.300	17%
Madeira de lei [3]	4.700	11,5%
Serragem [3]	3.050	11,5%
Cavaco [3]	2.150	25%

[1] Fonte: MACEDO; LEAL; SILVA, 2004 apud OLIVEIRA 2007
[2] Fonte: LEME (2005) apud OLIVEIRA (2007)
[3] Fonte: LIMA et al. (2006)

No próximo item deste trabalho é apresentada a análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3. Não se considera a instalação deste tipo de tecnologia na unidade fabril UF4, devido ao fato de a mesma não apresentar um consumo expressivo de vapor, além de o consumo não ser constante, o que dificulta a instalação de caldeiras a biomassa. Quanto à unidade UF5, atualmente já se utiliza biomassa na planta, e nenhuma análise adicional é realizada neste trabalho.

4.5.1 Análise financeira

As premissas que serão adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 são mostradas na Tabela 89.

Tabela 89 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira de instalação de caldeiras a biomassa na unidade UF3

	Símbolo	Premissa adotada UF3
Biomassa utilizada		Cavaco de madeira
Poder calorífico inferior da biomassa (kcal/kg)	$PCI_{biomassa}$	2.150
Potência térmica instalada do sistema de geração de vapor (t/h)	$Et_{biomassa}$	30
Investimento no sistema de geração de vapor a biomassa (R$/t/h)	$I_{biomassa}$	250.000
Operação e Manutenção anual das caldeiras a biomassa (O&M) (R$/t/h)	$M_{biomassa}$	5.000
Operação e Manutenção anual das caldeiras a combustíveis fósseis (O&M) (R$/t/h)	$M_{comb.}$	2.500
Fator de capacidade (%)	$FC_{biomassa}$	90%
Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a biomassa (%)	$\eta_{biomassa}$	80%
Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a gás natural (%)	$\eta_{comb.}$	90%

Como o fator de capacidade considerado é de 90%, existirá ainda a necessidade de utilizar as caldeiras a gás natural durante 10% do tempo.

A quantidade anual de biomassa necessária na unidade fabril UF3 no ano de 2020 pode ser obtida pela equação mostrada abaixo.

$$m_{biomassa} = V_{gn} \cdot \frac{PCI_{gn}}{PCI_{biomassa}} \cdot \frac{\eta_{comb.}}{\eta_{biomassa}} \cdot FC_{biomassa} \quad (21)$$

Onde,

$m_{biomassa}$ é a quantidade anual de biomassa consumida nas caldeiras, em kg

V_{gn} é a quantidade anual de gás natural consumida na unidade fabril, em m^3

PCI_{gn} é o poder calorífico inferior do gás natural, em $kcal/m^3$

$PCI_{biomassa}$ é o poder calorífico inferior da biomassa, em kcal/kg

$\eta_{comb.}$ é a eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a combustíveis fósseis, em %

$\eta_{biomassa}$ é a eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a biomassa, em %

$FC_{biomassa}$ é o fator de capacidade anual do sistema de geração de vapor com caldeiras a biomassa, em %

Na Tabela 90 é apresentado o resultado da análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 considerando dois cenários distintos: o primeiro, sem a instalação das caldeiras a biomassa e, o segundo, com a instalação das caldeiras a biomassa. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia térmica (vapor) previstos para o ano de 2020.

Tabela 90 - Análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3

Unidade fabril UF3	Sem a instalação das caldeiras a biomassa	Com a instalação das caldeiras a biomassa
Operação e manutenção das caldeiras a biomassa		
Potência térmica instalada (t/h)	-	30
Custo anual com O&M (R$)	-	150.000
Operação e manutenção das caldeiras a gás natural		
Potência térmica instalada (t/h)	30	30
Custo anual com O&M (R$)	75.000	75.000
Custo com gás natural		
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [1]	12.050.082	1.205.008
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [2]	0,78	0,78
Custo anual GN industrial (R$)	9.399.064	939.906
Custo com biomassa		
Consumo de biomassa anual (kg)	-	49.722.140
Tarifa da biomassa (R$/kg)	-	0,13
Custo anual biomassa (R$)	-	6.463.878
Créditos de carbono		
Combustão de gás natural evitada (m^3)	0	10.845.073
Fator de emissão do gás natural (t CO_2eq / m^3) [3]	2,0699E-03	2,0699E-03
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	0	22.448
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [4]	46	46
Receita anual (R$) [5]	0	-1.032.600
Custo anual total (R$)	**9.474.064**	**6.596.185**

[1] Fonte: Tabela 40

[2] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[3] Fonte: Tabela 22

[4] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[5] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação das caldeiras a biomassa

A instalação das caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 pode gerar uma receita anual prevista (R) para o ano de 2020 de R$ 2.847.879,00 (diferença entre R$ 9.474.064,00 e R$ 6.596.185).

O resultado financeiro da instalação das caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em termos do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido é mostrado na Tabela 91. No caso do VPL, foi considerado um horizonte de 10 anos na análise.

Também foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação (tarifa de gás natural, preço da biomassa, reajuste no custo de O&M, reajuste no preço da tonelada de CO_2 no mercado, etc).

Tabela 91 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido da instalação de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3

	Símbolo	**Caldeiras a biomassa UF3**
Investimento (R$/t/h)	$I_{biomassa}$	250.000
Potência térmica instalada (t/h)	$Et_{biomassa}$	30
Custo do investimento (R$)	$CI_{biomassa}$	7.500.000
Receita anual (R$)	R	2.877.879
Taxa anual de juros (%)	r	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**2,52**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**7.073.192**

O *pay back* do projeto apresenta um valor relativamente curto, e o Valor Presente Líquido é positivo. Porém, adiante é mostrado que a viabilidade do projeto é bastante sensível ao valor do investimento e do preço da biomassa adquirida.

O gráfico da Figura 25 mostra o comportamento do *pay back* e do VPL do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento necessário ($I_{biomassa}$), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

O gráfico da Figura 26 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa, considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

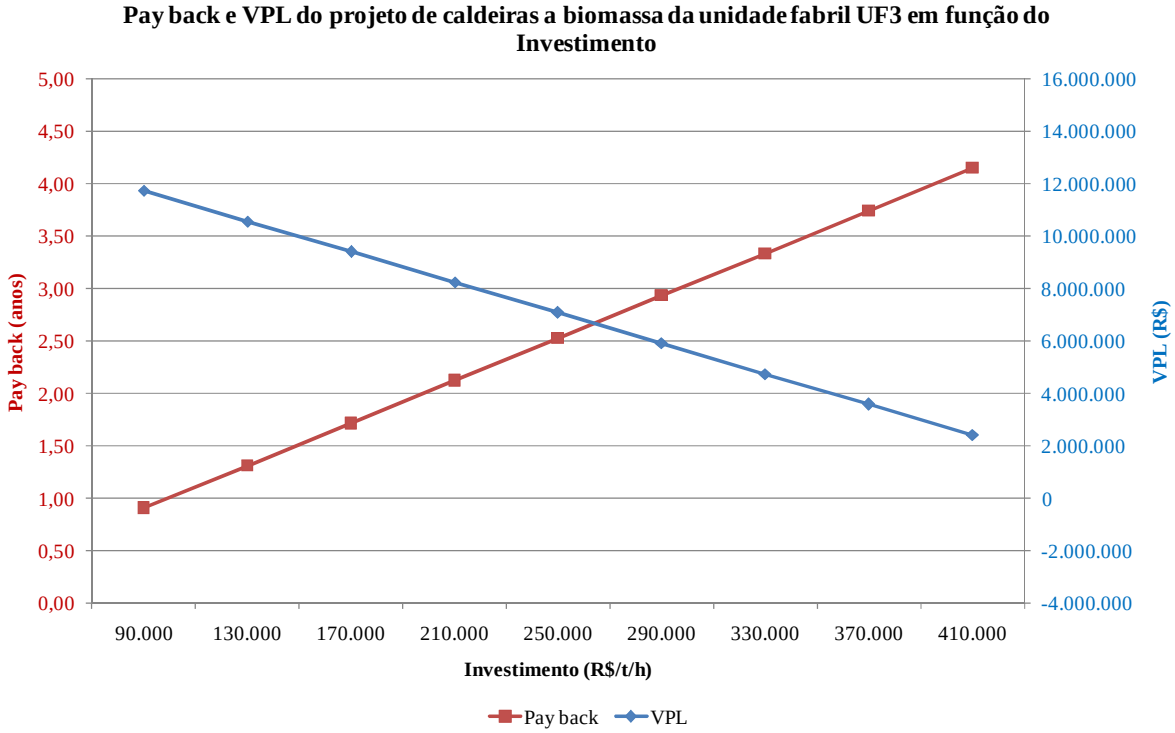

Figura 25 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento $I_{biomassa}$

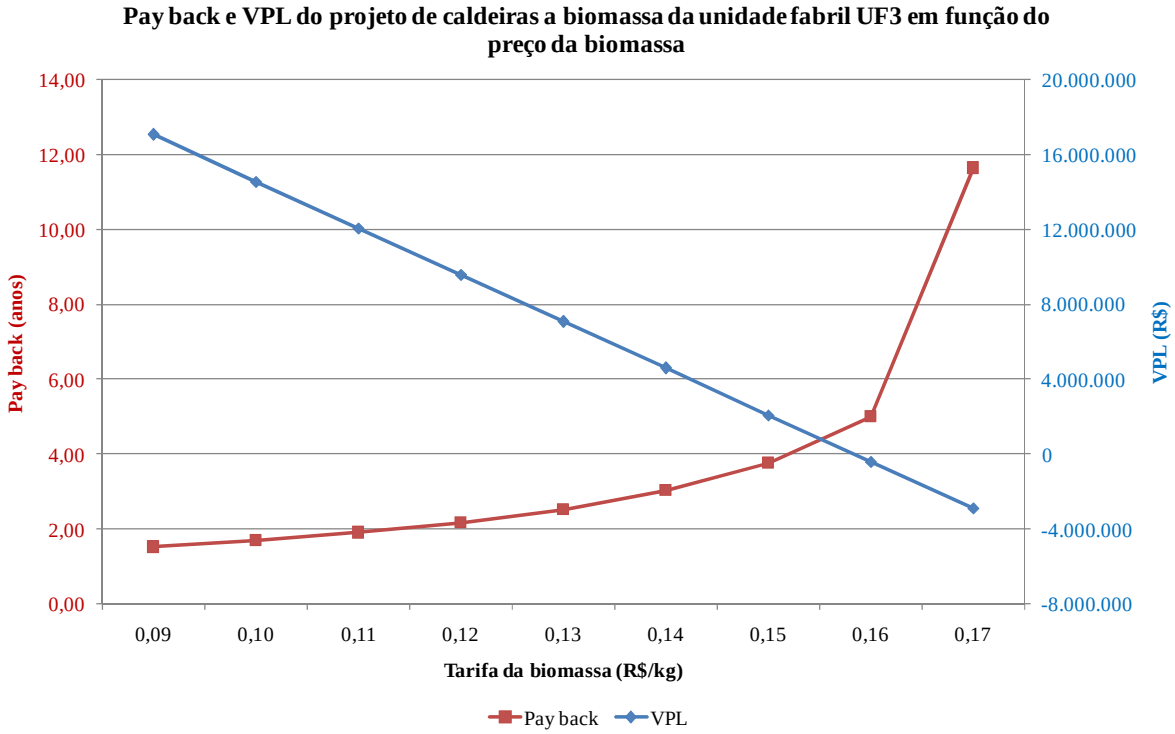

Figura 26 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de caldeiras a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa

Considera-se também neste estudo a instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2, já que, conforme apresentado na Tabela 43, ambas unidades são as maiores emissoras de gases de efeito estufa da empresa no Estado de São Paulo, e uma avaliação deste tipo é conveniente. A análise financeira para este caso é desenvolvida através da comparação de dois cenários: o primeiro, com as usinas de cogeração a gás natural operando e, o segundo, com a retirada de operação das usinas de cogeração a gás natural com conseqüente instalação das caldeiras a biomassa.

As premissas adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 são as mesmas que foram utilizadas para a unidade fabril UF3, conforme mostrado na Tabela 89. Quanto à potência térmica instalada, os valores são de 75 t/h para a UF1 e 75 t/h para a UF2.

Como o fator de capacidade considerado é de 90%, há ainda a necessidade de utilizar as caldeiras a gás natural durante 10% do tempo.

Os resultados da análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 são mostrados na Tabela 92. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia térmica previstos para o ano de 2020.

Tabela 92 - Análise financeira da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2

Instalação das caldeiras a biomassa	UF1	UF2
Operação e manutenção das caldeiras a biomassa		
Potência térmica instalada (t/h)	75	75
Custo anual com O&M (R$)	375.000	375.000
Operação e manutenção das caldeiras a gás natural		
Potência térmica instalada (t/h)	75	75
Custo anual com O&M (R$)	187.500	187.500
Custo com gás natural		
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [1]	2.775.915	2.275.777
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [2]	0,78	0,78
Custo anual GN industrial (R$)	2.165.213	1.775.106
Custo com biomassa		
Consumo de biomassa anual (kg)	114.542.305	93.905.188
Tarifa da biomassa (R$/kg)	0,13	0,13
Custo anual biomassa (R$)	14.890.500	12.207.674
Créditos de carbono		
Combustão de gás natural evitada (m^3)	24.983.231	20.481.996
Fator de emissão do gás natural (t CO_2eq / m^3) [3]	2,0699E-03	2,0699E-03
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	51.712	42.395
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [4]	46	46
Receita anual (R$) [5]	-2.378.746	-1.950.167
Custo com energia elétrica (distribuidora local) [1]		
Demanda Horário de Ponta		
Demanda contratada mensal (kW)	14.000	15.000
Tarifa demanda P (R$/kW)	19,12	18,73
Custo anual (R$)	3.212.160	3.371.400
Demanda Horário Fora de ponta		
Demanda contratada mensal (kW)	15.000	15.000
Tarifa demanda FP (R$/kW)	2,56	2,07
Custo anual (R$)	460.800	372.600
Uso do Sistema de Distribuição		
Consumo de energia elétrica anual (MWh)	104.725	95.891
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh)	31,83	29,83
Custo anual (R$)	3.333.398	2.860.428
Custo com energia elétrica (comercializadora) [1]		
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre		
Consumo de energia elétrica anual (MWh)	104.725	95.891
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh)	3.142	2.877
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh)	144,02	144,02
Custo anual (R$)	15.534.974	14.224.525
Custo anual total (R$)	**37.780.798**	**33.424.067**

[1] Fonte: Tabelas 53 e 54

[2] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[3] Fonte: Tabela 22

[4] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[5] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação das caldeiras a biomassa

A Tabela 93 mostra o resultado financeiro da instalação das caldeiras a biomassa nas unidades UF1 e UF2 quando comparado com o cenário em que as usinas de cogeração a gás natural operam para suprir parte das necessidades energéticas das duas unidades fabris.

Foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação.

Tabela 93 - Período de Retorno Simples e VPL para a instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2

	Símbolo	**Caldeiras a biomassa UF1**	**Caldeiras a biomassa UF2**
Investimento (R$/t/h)	$I_{biomassa}$	250.000	250.000
Potência térmica instalada (t/h)	$Et_{biomassa}$	75	75
Custo do investimento (R$)	$CI_{biomassa}$	18.750.000	18.750.000
Receita anual (R$)	R	1.239.641	1.261.127
Taxa anual de juros (%)	r	15%	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**-**	**-**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**-12.004.747**	**-11.552.134**

Como o valor da receita anual é negativo, não há *pay back* para os projetos analisados. Já o Valor Presente Líquido é extremamente negativo, demonstrando que a melhor opção do ponto de vista financeiro é a utilização das usinas de cogeração a gás natural instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 para suprimento das necessidades energéticas das duas unidades.

4.5.2 Análise ambiental

Na Tabela 94 são apresentados os valores das emissões de gases de efeito estufa em decorrência da geração de vapor para o processo produtivo e do uso de energia elétrica da rede previstos para o ano de 2020, considerando que as caldeiras a biomassa não tenham sido instaladas nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3. Já a Tabela 95 mostra o nível de emissões considerando a instalação das caldeiras a biomassa.

Tabela 94 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso da rede elétrica e para geração de vapor para o processo produtivo sem considerar a instalação de caldeiras a biomassa

Sem a instalação das caldeiras a biomassa 2020	**Consumo un.**	**Fator de emissão de CO_2eq t CO_2eq / un.**	**Emissões de CO_2eq t CO_2eq**
Unidade fabril UF1			
Gás natural para cogeração (m^3)	26.805.600	2,0917E-03	56.070
Gás natural para caldeiras (m^3)	10.953.546	2,0699E-03	22.672
Energia elétrica da rede (MWh)	38.499	0,0486	1.872
Total			**80.615**
Unidade fabril UF2			
Gás natural para cogeração (m^3)	18.133.200	2,0917E-03	37.930
Gás natural para caldeiras (m^3)	12.624.573	2,0699E-03	26.131
Energia elétrica da rede (MWh)	48.587	0,0486	2.363
Total			**66.424**
Unidade fabril UF3			
Gás natural para caldeiras (m^3)	12.050.082	2,0699E-03	24.942
Energia elétrica da rede (MWh)	39.978	0,0486	1.944
Total			**26.886**

Tabela 95 - Emissão de gases de efeito estufa pelo uso da rede elétrica e para geração de vapor para o processo produtivo considerando a instalação de caldeiras a biomassa

Com a instalação de caldeiras a biomassa 2020	**Consumo un.**	**Fator de emissão de CO_2eq t CO_2eq / un.**	**Emissões de CO_2eq t CO_2eq**
Unidade fabril UF1			
Gás natural para cogeração (m^3)	0	2,0917E-03	0
Gás natural para caldeiras (m^3)	2.775.915	2,0699E-03	5.746
Energia elétrica da rede (MWh)	104.725	0,0486	5.093
Total			**10.839**
Unidade fabril UF2			
Gás natural para cogeração (m^3)	0	2,0917E-03	0
Gás natural para caldeiras (m^3)	2.275.777	2,0699E-03	4.711
Energia elétrica da rede (MWh)	95.891	0,0486	4.663
Total			**9.374**
Unidade fabril UF3			
Gás natural para caldeiras (m^3)	1.205.008	2,0699E-03	2.494
Energia elétrica da rede (MWh)	39.978	0,0486	1.944
Total			**4.438**

4.5.3 Análise dos resultados

Existe viabilidade econômica na instalação de um sistema de geração de energia térmica a biomassa na unidade fabril UF3, além de reduzir o nível de emissões de GEE. Já a retirada de operação das usinas de cogeração das unidades UF1 e UF2, com posterior instalação de caldeiras a biomassa, impactam de forma negativa o custo de suprimento energético da empresa. Os resumos das análises financeira e ambiental da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades avaliadas são mostrados na Tabela 96.

Tabela 96 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de caldeiras a biomassa nas unidades fabris

	Sem a instalação das caldeiras a biomassa	**Com a instalação das caldeiras a biomassa**	**Variação**
Unidade fabril UF1			
Custo anual com energia elétrica e geração de vapor (R$)	39.020.439	37.780.798	-3%
Pay back do projeto (anos)	-	-	
VPL do projeto (R$)	-	-12.004.747	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de energia elétrica e geração de vapor (t CO_2eq)	80.615	10.839	-87%
Unidade fabril UF2			
Custo anual com energia elétrica e geração de vapor (R$)	34.685.194	33.424.067	-4%
Pay back do projeto (anos)	-	-	
VPL do projeto (R$)	-	-11.552.134	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de energia elétrica e geração de vapor (t CO_2eq)	66.424	9.374	-86%
Unidade fabril UF3			
Custo anual com geração de vapor (R$)	9.474.064	6.596.185	-30%
Pay back do projeto (anos)	-	2,52	
VPL do projeto (R$)	-	7.073.192	
Emissões anuais de gases de efeito estufa para geração de vapor (t CO_2eq)	26.886	4.438	-83%

De acordo com a Tabela 49, a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada é de 101.478 t CO_2eq (comparado à tendência de emissões de 2020). Caso os sistemas de geração de energia térmica a biomassa sejam instalados nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3, a redução no nível de emissões de GEE seria de 149.274 t CO_2eq, o que representa 147% da meta de redução estabelecida pela PEMC, ou seja, seria mais que o suficiente para atingir o objetivo proposto pelo Estado.

4.6 Usina de cogeração a biomassa

A geração de energia elétrica a partir de biomassa atualmente responde por 6,51% da capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2011a). Destes, 78,8% utilizam o bagaço de cana como combustível, principal subproduto da produção de álcool e açúcar. Ainda em relação à geração de energia através de biomassa, 47,1% da capacidade instalada brasileira está localizada no estado de São Paulo, sendo que o bagaço de cana representa 95,7% deste valor.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (BRASIL, 2010), a biomassa deverá representar 5,1% da matriz de geração no ano de 2019, não acompanhando o ritmo de crescimento das demais fontes de energia.

O fato de a biomassa não emitir gases de efeito estufa quando da avaliação de todo o ciclo de carbono, faz dela uma fonte importante na busca da redução das emissões de GEE.

Neste trabalho são analisados os aspectos ambientais e econômicos da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3 da empresa.

4.6.1 Análise financeira

As premissas adotadas no desenvolvimento da avaliação financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3 são mostradas na Tabela 97.

Tabela 97 - Premissas adotadas para cálculo da viabilidade financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades UF1, UF2 e UF3

	Símbolo	**Premissa adotada UF1**	**Premissa adotada UF2**	**Premissa adotada UF3**
Biomassa utilizada		Cavaco de madeira	Cavaco de madeira	Cavaco de madeira
Poder calorífico inferior da biomassa (kcal/kg)	$PCI_{biomassa}$	2.150	2.150	2.150
Potência térmica instalada da usina (t/h)	$Et_{cog.bio}$	75	75	30
Potência eletromecânica instalada da usina (MW)	$Ep_{cog.bio}$	7,0	7,0	3,5
Investimento no sistema de geração de vapor da usina a biomassa (R$/t/h)	$I_{cog.bio.t}$	250.000	250.000	250.000
Investimento no sistema de geração de energia elétrica da usina a biomassa (R$/MW)	$I_{cog.bio.e}$	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Operação e Manutenção anual das caldeiras a combustíveis fósseis (O&M) (R$/t/h)	$M_{comb.}$	2.500	2.500	2.500
Operação e Manutenção anual da usina de cogeração (O&M) (R$/ano)	$CM_{biomassa}$	1.920.000	1.920.000	1.920.000
Fator de capacidade da usina de cogeração (%)	$FC_{cog.bio}$	90%	90%	90%
Eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a combustíveis fósseis (%)	$\eta_{comb.}$	90%	90%	90%
Eficiência na geração de energia eletromecânica da usina de cogeração (%)	$\eta_{cog.bio.e}$	35%	35%	35%
Eficiência na produção de energia térmica da usina de cogeração (%)	$\eta_{cog.bio.t}$	80%	80%	80%

Como o fator de capacidade considerado é de 90%, há a necessidade de utilizar as caldeiras a gás natural durante 10% do tempo.

A quantidade anual de biomassa necessária para as usinas das unidades UF1, UF2 e UF3 no ano de 2020 pode ser obtida pela seguinte equação:

$$m_{cog.bio} = V_{gn} \cdot \frac{PCI_{gn}}{PCI_{biomassa}} \cdot \frac{\eta_{comb.}}{\eta_{cog.bio.t}} \cdot FC_{cog.bio} + \frac{Ep_{cog.bio} \cdot 8760 \cdot FC_{cog.bio} \cdot c}{\eta_{cog.bio.t} \cdot \eta_{cog.bio.e} \cdot PCI_{biomassa}} \quad (22)$$

Onde,

$m_{cog.bio}$ é a quantidade anual de biomassa consumida na usina, em kg

V_{gn} é a quantidade anual de gás natural consumida na unidade fabril sem a instalação da usina, em m^3

PCI_{gn} é o poder calorífico inferior do gás natural, em $kcal/m^3$

$PCI_{biomassa}$ é o poder calorífico inferior da biomassa, em kcal/kg

$\eta_{comb.}$ é a eficiência do sistema de geração de vapor com caldeiras a combustíveis fósseis, em %

$\eta_{cog.bio.t}$ é a eficiência na produção de energia térmica na usina de cogeração a biomassa, em %

$\eta_{cog.bio.e}$ é a eficiência na geração de energia eletromecânica na usina de cogeração a biomassa, em %

$FC_{cog.bio}$ é o fator de capacidade anual da usina de cogeração a biomassa, em %

$Ep_{cog.bio}$ é a potência eletromecânica instalada da usina, em MW

c é uma constante de conversão, de MWh para kcal, igual a 859.845,228

Na Tabela 98 são apresentados os resultados da análise financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3. A análise foi desenvolvida utilizando os dados de consumo de energia elétrica e energia térmica previstos para o ano de 2020.

O resultado financeiro da instalação das usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris em termos do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido é mostrado na Tabela 99. Foi considerado um período de 10 anos na análise do VPL.

Também foi considerado como premissa um reajuste anual de 4% em todas as tarifas envolvidas na simulação (tarifa de gás natural, tarifa de energia elétrica, preço da biomassa, reajuste no custo de O&M, reajuste no preço da tonelada de CO_2 no mercado, etc).

Tabela 98 - Análise financeira da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3

Instalação de usinas de cogeração a biomassa	UF1	UF2	UF3
O&M da usina de cogeração a biomassa			
Custo anual com O&M (R$)	1.920.000	1.920.000	1.920.000
O&M das caldeiras a gás natural			
Potência térmica instalada (t/h)	75	75	30
Custo anual com O&M (R$)	187.500	187.500	75.000
Custo com gás natural			
Consumo de gás natural industrial anual (m^3) [1]	2.775.915	2.275.777	1.205.008
Tarifa de gás natural industrial (R$/$m^3$) [2]	0,78	0,78	0,78
Custo anual GN industrial (R$)	2.165.213	1.775.106	939.906
Custo com biomassa			
Consumo de biomassa anual (kg)	193.368.117	172.730.999	89.135.046
Tarifa da biomassa (R$/kg)	0,13	0,13	0,13
Custo anual biomassa (R$)	25.137.855	22.455.030	11.587.556
Custo com energia elétrica (distribuidora local) [2]			
Demanda Horário de Ponta			
Demanda contratada mensal (kW)	14.000	15.000	6.000
Tarifa demanda P (R$/kW)	19,12	18,73	19,12
Custo anual (R$)	3.212.160	3.371.400	1.376.640
Demanda Horário Fora de ponta			
Demanda contratada mensal (kW)	15.000	15.000	6.000
Tarifa demanda FP (R$/kW)	2,56	2,07	2,56
Custo anual (R$)	460.800	372.600	184.320
Uso do Sistema de Distribuição			
Consumo de energia elétrica anual (MWh)	49.537	40.703	12.384
$TUSD_{encargo}$ (R$/MWh)	31,83	29,83	31,83
Custo anual (R$)	1.576.764	1.214.170	394.187
Custo com energia elétrica (comercializadora) [2]			
Consumo de energia elétrica no Mercado Livre			
Consumo de energia elétrica anual (MWh)	49.537	40.703	12.384
Perdas no sistema elétrico - Mercado Livre (MWh)	1.486	1.221	372
Tarifa de energia - Mercado Livre (R$/MWh)	144,02	144,02	144,02
Custo anual (R$)	7.348.353	6.037.904	1.837.071
Créditos de carbono			
Combustão de gás natural evitada (m^3)	24.983.231	20.481.996	10.845.073
Fator de emissão do gás natural (t CO_2eq / m^3) [3]	2,0699E-03	2,0699E-03	2,0699E-03
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	51.712	42.395	22.448
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [4]	46	46	46
Receita anual (R$) [5]	-2.378.746	-1.950.167	-1.032.600
Consumo evitado de energia elétrica da rede (MWh)	55.188	55.188	27.594
Fator de emissão da margem de operação (t CO_2eq / MWh)	0,3741	0,3741	0,3741
Emissões anuais evitadas (t CO_2eq)	20.646	20.646	10.323
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq) [4]	46	46	46
Receita anual (R$)	-949.708	-949.708	-474.854
Custo anual total (R$)	**38.680.191**	**34.433.835**	**16.807.227**

[1] Fonte: Tabelas 53, 54 e 40

[2] Fonte: Informação fornecida pela empresa

[3] Fonte: Tabela 22

[4] Fonte: Considerando € 20 /t CO_2eq ; e câmbio de R$ 2,30 / €

[5] A receita anual em decorrência dos créditos de carbono será considerada durante os sete primeiros anos de operação das caldeiras a biomassa

Tabela 99 - Período de Retorno Simples e Valor Presente Líquido da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3

	Símbolo	Cogeração a biomassa UF1	Cogeração a biomassa UF2	Cogeração a biomassa UF3
Custo do investimento (R$)	$CI_{cog.bio}$	29.250.000	29.250.000	12.750.000
Receita anual (R$)	R	340.248	251.359	1.430.683
Taxa anual de juros (%)	r	15%	15%	15%
Pay back simples (anos)	**PB**	**-**	**-**	**8,76**
Valor Presente Líquido (R$)	**VPL**	**-25.643.563**	**-25.744.232**	**-4.746.382**

O Valor Presente Líquido é negativo para as unidades fabris UF1, UF2 e UF3. O gráfico da Figura 27 mostra o comportamento do VPL do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 em função do investimento necessário ($I_{cog.bio}$), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

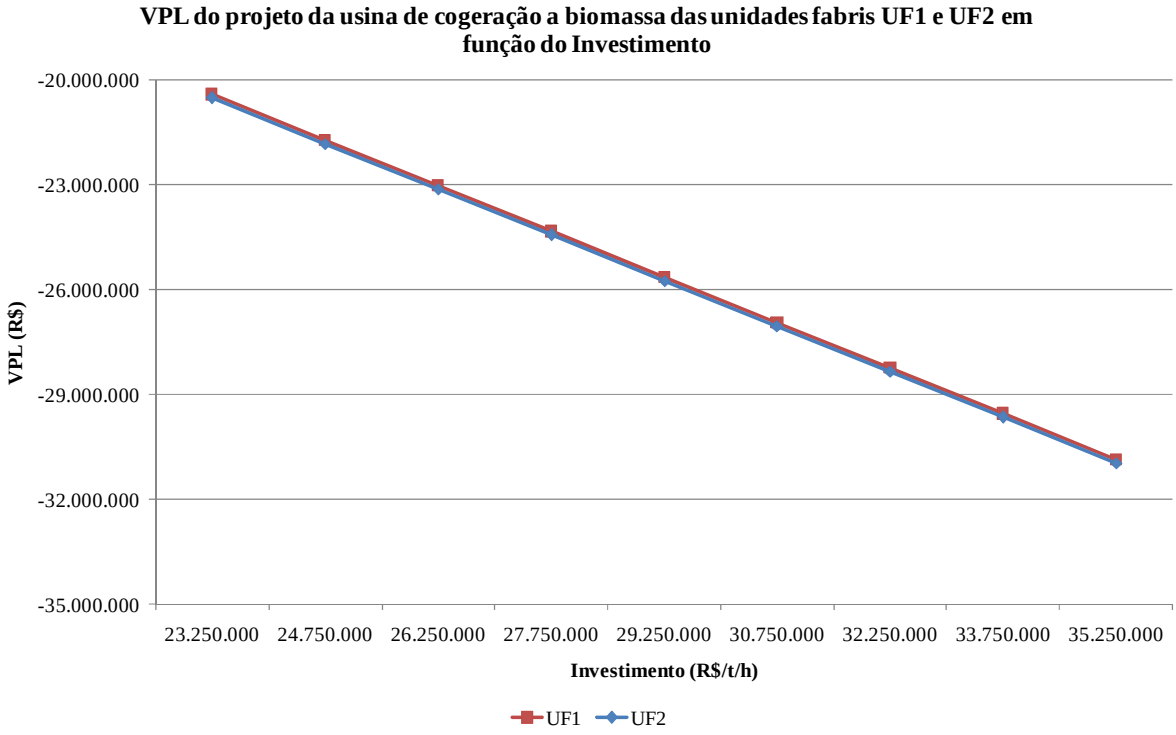

Figura 27 - Gráfico do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1 e UF2 em função do investimento $I_{cog.bio}$

O gráfico da Figura 28 mostra o comportamento do *pay back* e do VPL do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento necessário ($I_{cog.bio}$), considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

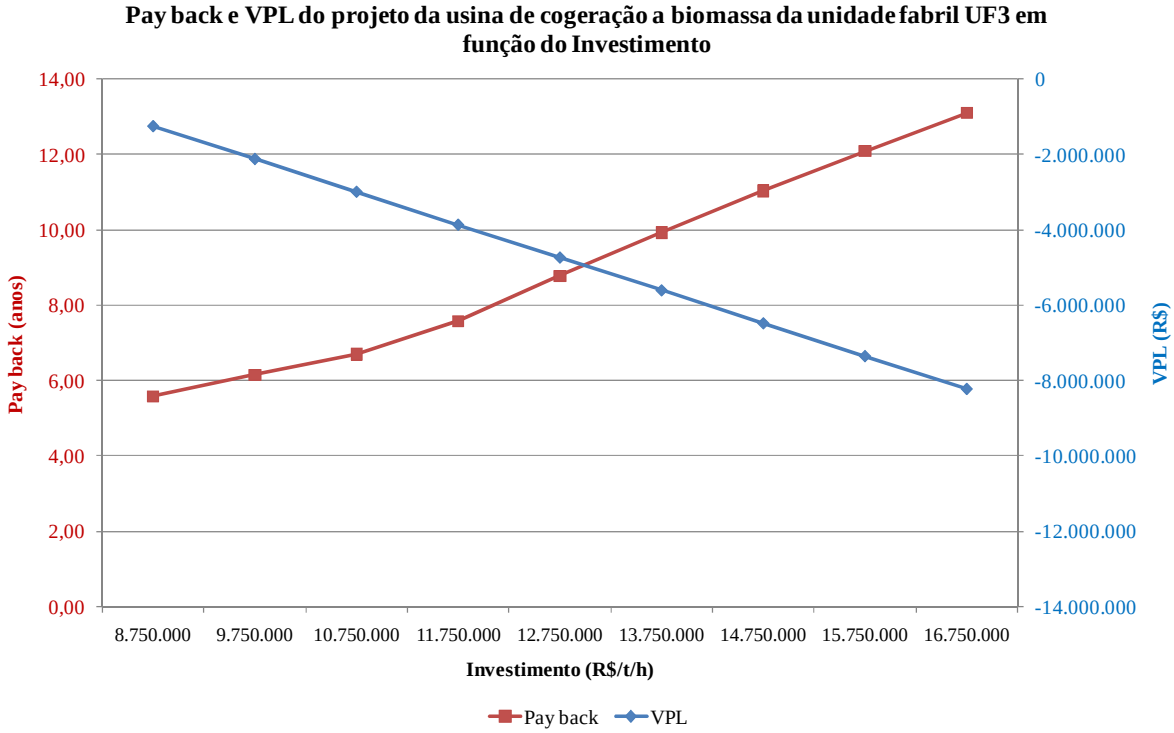

Figura 28 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do investimento $I_{cog.bio}$.

O gráfico da Figura 29 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF1 em função do preço da biomassa, considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

O gráfico da Figura 30 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF2 em função do preço da biomassa, considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

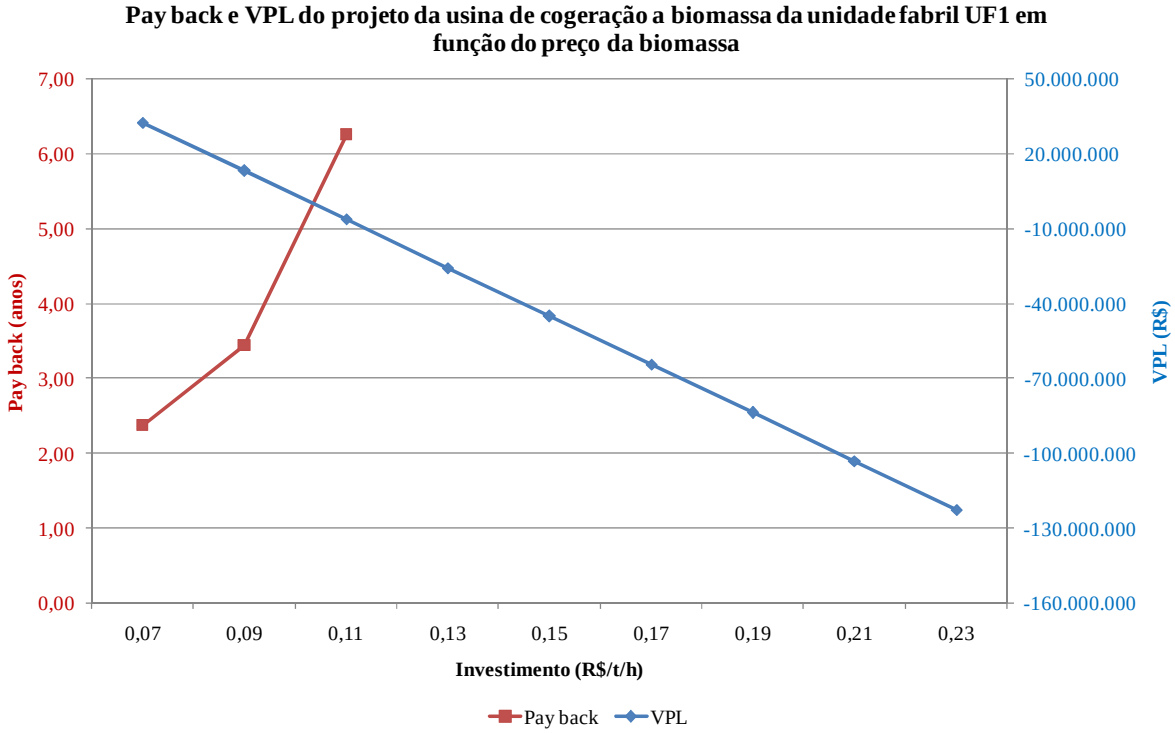

Figura 29 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF1 em função do preço da biomassa

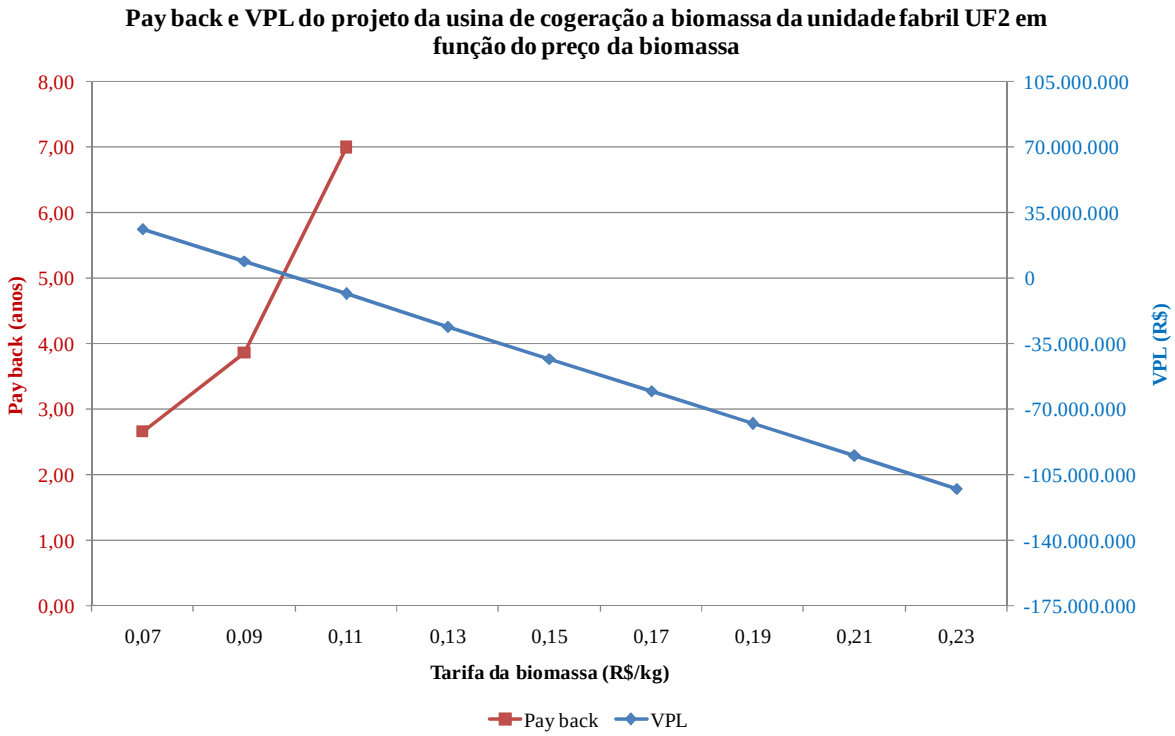

Figura 30 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF2 em função do preço da biomassa

O gráfico da Figura 31 mostra o comportamento do Período de Retorno Simples e do VPL do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa, considerando todas as outras características do projeto inalteradas.

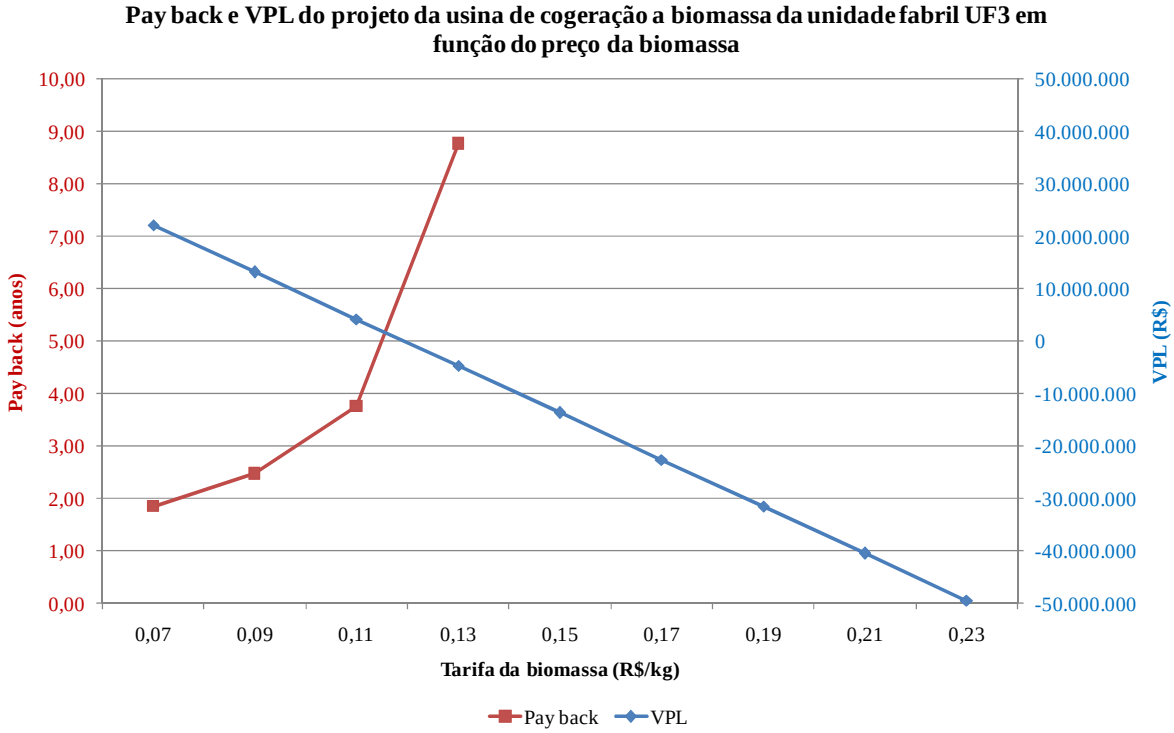

Figura 31 - Gráfico do Período de Retorno Simples e do Valor Presente Líquido do projeto de instalação da usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3 em função do preço da biomassa

4.6.2 Análise ambiental

Na Tabela 94 foram expostos os valores das emissões de gases de efeito estufa em decorrência da geração de energia térmica para o processo produtivo e do uso de energia elétrica da rede previstos para o ano de 2020, considerando que as usinas de cogeração a biomassa não sejam instaladas nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3.

O nível de emissões considerando a instalação das usinas de cogeração a biomassa é mostrado na Tabela 100.

Tabela 100 - Emissão de GEE pelo uso de energia elétrica da rede e para geração de energia térmica para o processo produtivo considerando a instalação das usinas de cogeração a biomassa

Com a instalação das usinas de cogeração a biomassa 2020	**Consumo un.**	**Fator de emissão de CO_2eq t CO_2eq / un.**	**Emissões de CO_2eq t CO_2eq**
Unidade fabril UF1			
Gás natural para cogeração (m^3)	0	2,0917E-03	0
Gás natural para caldeiras (m^3)	2.775.915	2,0699E-03	5.746
Energia elétrica da rede (MWh)	49.537	0,0486	2.409
Total			**8.155**
Unidade fabril UF2			
Gás natural para cogeração (m^3)	0	2,0917E-03	0
Gás natural para caldeiras (m^3)	2.275.777	2,0699E-03	4.711
Energia elétrica da rede (MWh)	40.703	0,0486	1.979
Total			**6.690**
Unidade fabril UF3			
Gás natural para caldeiras (m^3)	1.205.008	2,0699E-03	2.494
Energia elétrica da rede (MWh)	12.384	0,0486	602
Total			**3.096**

4.6.3 Análise dos resultados

A instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3 é inviável do ponto de vista econômico, porém propicia significativa redução no nível de emissões de gases de efeito estufa. O resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades avaliadas é mostrado na Tabela 101.

Tabela 101 - Resumo das análises financeira e ambiental da instalação de usinas de cogeração a biomassa nas unidades fabris

	Sem as usinas de cogeração a biomassa	**Com as usinas de cogeração a biomassa**	**Variação**
Unidade fabril UF1			
Custo anual com energia elétrica e geração de vapor (R$)	39.020.439	38.680.191	-1%
Pay back do projeto (anos)	-	-	
VPL do projeto (R$)	-	-25.643.563	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de energia elétrica e geração de vapor (t CO_2eq)	80.615	8.155	-90%
Unidade fabril UF2			
Custo anual com energia elétrica e geração de vapor (R$)	34.685.194	34.433.835	-1%
Pay back do projeto (anos)	-	-	
VPL do projeto (R$)	-	-25.744.232	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de energia elétrica e geração de vapor (t CO_2eq)	66.424	6.690	-90%
Unidade fabril UF3			
Custo anual com energia elétrica e geração de vapor (R$)	18.237.909	16.807.227	-8%
Pay back do projeto (anos)	-	8,76	
VPL do projeto (R$)	-	-4.746.382	
Emissões anuais de gases de efeito estufa pelo uso de energia elétrica e geração de vapor (t CO_2eq)	26.886	3.096	-88%

De acordo com os dados da Tabela 49, a meta de redução das emissões de GEE da empresa estudada é de 101.478 t CO_2eq (comparado à tendência de emissões de 2020). Caso as usinas de cogeração a biomassa sejam instaladas nas unidades fabris UF1, UF2 e UF3, a redução do nível de emissões de GEE seria de 155.983 t CO_2eq, o que representa 154% da meta de redução estabelecida pela PEMC, ou seja, seria mais que o suficiente para atingir o objetivo proposto pelo governo paulista.

4.7 Eficiência energética

A Tabela 102 apresenta as premissas adotadas e o resumo das análises financeira e ambiental do potencial de ações de eficiência energética, no uso de energia elétrica, baseado em diagnósticos energéticos realizados nas unidades fabris da empresa.

Tabela 102 - Premissas adotadas e análises financeira e ambiental da implementação de ações de eficiência energética nas unidades fabris (uso de energia elétrica)

Energia elétrica - 2020	**UF1**	**UF2**	**UF3**	**UF4**	**UF5**
Potencial de redução do uso de energia elétrica [1]	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Redução do uso de energia elétrica (MWh)	3.142	2.877	1.199	1.593	1.827
Fator de emissão (t CO_2eq / MWh) [2]	0,0486	0,0486	0,0486	0,0486	0,0486
Redução das emissões de gases de efeito estufa (t CO_2eq)	153	140	58	77	89
Tarifa de energia elétrica (R$/MWh) [3]	180,17	178,17	180,17	179,79	183,79
Redução no custo de energia elétrica (R$)	566.051	512.549	216.087	286.469	335.865
Pay back médio (anos) [1]	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Investimento (R$)	2.085.332	1.888.229	796.063	1.055.352	1.237.325
Taxa anual de juros (%)	15%	15%	15%	15%	15%
VPL médio (R$)	656.998	594.899	250.805	332.495	389.827

[1] Premissa adotada neste trabalho, com base em estudos realizados pela empresa para instalação de inversores de frequência, motores de alto rendimento e substituição de equipamentos ineficientes

[2] Fonte: Tabela 39

[3] Fonte: Informação fornecida pela empresa

Na Tabela 103 são apresentadas as premissas adotadas e o resumo das análises financeira e ambiental do potencial de ações de eficiência energética, na geração e uso de energia térmica (vapor), nas unidades fabris da empresa estudada.

Tabela 103 - Premissas adotadas e análises financeira e ambiental da implementação de ações de eficiência energética nas unidades fabris (geração e uso de energia térmica)

Combustível para geração de vapor 2020	**UF1** m^3	**UF2** m^3	**UF3** m^3	**UF4** kg	**UF5** kg
Potencial de redução do uso de combustível [1]	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Redução do uso de combustível (un.)	1.132.774	922.733	361.502	76.323	24.851
Fator de emissão (t CO_2eq / un.) [2]	2,0699E-03	2,0699E-03	2,0699E-03	3,1336E-03	3,1959E-03
Redução das emissões de gases de efeito estufa (t CO_2eq)	2.345	1.910	748	239	79
Tarifa do combustível (R$/un.) [3]	0,78	0,78	0,78	1,00	1,60
Redução no custo com combustível (R$)	883.564	719.732	281.972	76.323	39.762
Pay back médio (anos) [1]	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Investimento (R$)	3.255.050	2.651.492	1.038.785	281.175	146.482
Taxa anual de juros (%)	15%	15%	15%	15%	15%
VPL médio (R$)	1.025.525	835.370	327.276	88.586	46.150

[1] Premissa adotada neste trabalho, com base em estudos realizados pela empresa para instalação de sistemas de recuperação de calor, redução de perdas de calor para a atmosfera e substituição de equipamentos ineficientes

[2] Fonte: Tabela 22

[3] Fonte: Informação fornecida pela empresa

4.8 Custo da mitigação das emissões

O custo médio de mitigação das emissões de GEE no estudo proposto é dado por:

$$CMM = \frac{-VPL}{E_{evitada}} \quad (23)$$

Onde,

CMM é o custo médio de mitigação das emissões de GEE, dado em R$/t CO_2eq
VPL é o Valor Presente Líquido, dado em R$
$E_{evitada}$ é a emissão evitada de gases de efeito estufa, dado em t CO_2eq

A Tabela 104 apresenta o resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções avaliadas neste capítulo do trabalho. Já a Tabela 105 mostra o impacto financeiro, em termos do Valor Presente Líquido, de cada uma das opções propostas na Tabela 104.

Dentre as alternativas apresentadas nas Tabelas 104 e 105, são sugeridas neste trabalho aquelas que deveriam ser implementadas pela empresa a fim de atingir a meta de redução de emissões de GEE estipulada na PEMC, que, conforme apresentado, representa a redução de 101.478 t CO_2eq emitidos pela empresa no ano de 2020. A escolha dos projetos depende não somente do nível de redução das emissões de cada opção, mas também do impacto financeiro que estes projetos podem acarretar no custo de suprimento energético da empresa. A Tabela 106 mostra a relação sugerida de projetos que deveriam ser implantados pela empresa, já considerando o impacto econômico de cada opção.

Tabela 104 - Resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções propostas

Redução das emissões	**Tirar de operação a usina de cogeração a gás natural (CGN)**	**Energia eólica (EO)**	**Energia solar fotovoltaica (SO)**	**Energia térmica a gás natural (TGN)**	**Energia térmica a biomassa (TBM)**	**Cogeração a biomassa (CBM)**	**Eficiência energética (EEN)**
	t CO_2eq	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**
UF1	18.064				69.776	72.460	2.497
UF2	14.655		64		57.050	59.734	2.050
UF3					22.448	23.790	807
UF4		511	64	2.173			317
UF5		511	64				168

Tabela 105 - Resumo do impacto financeiro, em termos do Valor Presente Líquido, de cada uma das opções propostas

Valor Presente Líquido	**Tirar de operação a usina de cogeração a gás natural (CGN)**	**Energia eólica (EO)**	**Energia solar fotovoltaica (SO)**	**Energia térmica a gás natural (TGN)**	**Energia térmica a biomassa (TBM)**	**Cogeração a biomassa (CBM)**	**Eficiência energética (EEN)**
	R$	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
UF1	-31.466.332				-12.004.747	-25.643.563	656.998
UF2	-23.691.310		-7.927.537		-11.552.134	-25.744.232	594.899
UF3					7.073.192	-4.746.382	250.805
UF4		-4.415.760	-7.916.866	748.174			332.495
UF5		-4.204.986	-7.890.519				389.827

Tabela 106 - Relação sugerida de projetos que devem ser implantados pela empresa a fim de atingir a meta de redução de GEE estabelecida pela PEMC

	Redução das emissões de GEE em 2020 t CO_2eq	**Investimento R$**	**Receita anual R$**	**VPL (10 anos) R$**	**Pay back Anos**	**CMM R$/t CO_2eq**
Instalação de geradores de vapor a biomassa na unidade fabril UF1	69.776	18.750.000	1.239.641	-12.004.747	-	172,05
Instalação de geradores de vapor a biomassa na unidade fabril UF3	22.448	7.500.000	2.877.879	7.073.192	2,52	-315,09
Conversão dos geradores de vapor da unidade fabril UF4 para uso de gás natural	2.173	400.000	218.645	748.174	1,80	-344,31
Implementação de ações de eficiência energética	5.839	14.435.285	3.918.373	2.225.024	3,50	-381,07
Total	**100.236**	**41.085.285**	**8.254.537**	**-1.958.357**	**4,62**	**19,54**

A partir dos dados da Tabela 104, conclui-se que as principais ações para redução das emissões de gases de efeito estufa estão relacionadas à substituição do uso de combustíveis fósseis para geração de energia térmica para as unidades fabris.

Na Tabela 105, cabe ressaltar que os valores do VPL apresentados para cada uma das opções avaliadas podem sofrer alterações em virtude das variáveis que afetam o resultado financeiro de cada um dos projetos, tais como o valor do investimento inicial, custos de manutenção e operação, preço dos combustíveis, etc, e merecem uma análise posterior caso os projetos sejam de fato implementados pela empresa.

Na Tabela 106 observa-se que a redução no nível de emissões com os projetos sugeridos é de 100.236 t CO_2eq no ano de 2020, enquanto que a meta da empresa é de 101.478 t CO_2eq no ano de 2020, ou seja, os projetos sugeridos são suficientes para cumprir 98,8 % da proposta da PEMC. Apesar de a relação de projetos sugeridos não cobrir 100 % da meta estabelecida, esta é a combinação de projetos que apresenta o melhor resultado financeiro e com uma dispersão de apenas 1,2 % com relação à meta de redução das emissões de GEE.

Foi apresentado no capítulo três o cálculo das incertezas associadas às emissões de GEE que, conforme mostrado nos Apêndices A e B, têm o valor de 5,2 %, valor este inferior à dispersão de 1,2 % da redução do nível de emissões dos projetos sugeridos.

A partir da Tabela 106, conclui-se que o valor do investimento necessário para atingir a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa proposta na PEMC é de R$ 41.085.285, sendo que a receita anual esperada após a implantação dos projetos é de R$ 8.254.537. Porém, o impacto financeiro é elevado para a empresa, já que o valor do VPL total das ações propostas é negativo (-R$ 1.958.357), e o *pay back* médio é de 4,62 anos.

Quando os projetos sugeridos na Tabela 106 são avaliados de forma individual, conclui-se que apenas o projeto de instalação de geradores de vapor a biomassa na unidade fabril UF1 apresenta resultado financeiro ruim, já que o valor do Valor

Presente Líquido é negativo. Porém, vale ressaltar que o resultado financeiro dos projetos que utilizam biomassa como combustível é bastante ligado ao preço da biomassa (exemplo na Figura 26), de forma que uma avaliação detalhada do preço da biomassa deve ser realizada pela empresa antes da implementação efetiva dos projetos.

Nenhuma empresa privada tomaria a iniciativa de investir nos projetos descritos na Tabela 104 por conta própria, já que a maioria deles não é viável economicamente, a não ser que fossem "obrigadas" ou penalizadas (pagamento de multas) pelo não cumprimento da redução do nível de emissões.

O gráfico da Figura 32 mostra a relação entre o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada projeto e seu respectivo VPL. No gráfico, observa-se que apenas três projetos apresentam Valor Presente Líquido superior a zero.

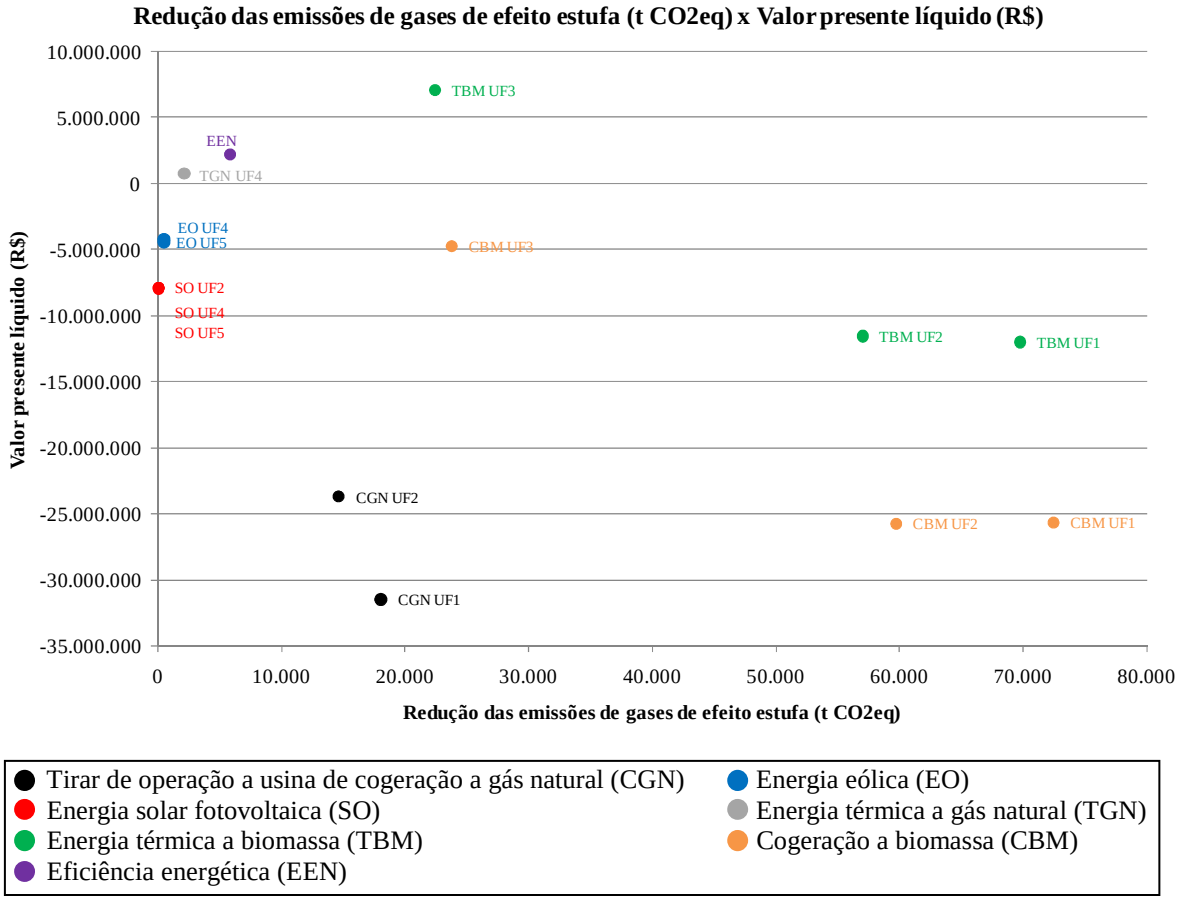

Figura 32 - Gráfico do potencial de redução das emissões de GEE de cada projeto em função do VPL

Conforme a equação (23), o custo médio para mitigação das emissões seria de 19,54 R$/t CO_2eq. É possível comparar este resultado com o valor praticado no mercado internacional para negociação de créditos de carbono; se a empresa tivesse a opção de comprar créditos de carbono para cobrir a meta de redução de emissões estipulada pela PEMC, seria possível avaliar o impacto financeiro desta compra, cujo resumo é mostrado na Tabela 107 (preço médio da tonelada de dióxido de carbono negociada no mercado de 46 R$/t CO_2eq, conforme adotado nos tópicos anteriores deste trabalho).

Tabela 107 - Impacto financeiro da compra de créditos de carbono no mercado para atingir a meta de redução de emissões estipulada na PEMC

	Compra de créditos de carbono
Redução das emissões de gases de efeito estufa (t CO_2eq)	101.478
Preço do dióxido de carbono no mercado (R$/t CO_2eq)	46
Investimento para obtenção dos créditos de carbono (R$)	4.667.983
Receita anual (R$)	0
Taxa anual de juros (%)	15%
VPL (R$)	-4.059.115
Custo médio de mitigação das emissões de GEE (R$/t CO_2eq)	40,00

No caso de investimento nos projetos sugeridos neste trabalho, o custo médio seria de 19,54 R$/t CO_2eq, enquanto que a compra de créditos de carbono no mercado teria um custo médio de 40 R$/t CO_2eq.

A máxima redução das emissões de GEE, assim como o resultado financeiro, seria obtida caso fossem implementados os projetos descritos na Tabela 108. Neste caso, não são considerados os projetos de instalação de painéis fotovoltaicos nas unidades fabris UF4 e UF5, já que ambos são totalmente inviáveis financeiramente (*pay back* superior a 30 anos).

Tabela 108 - Máxima redução das emissões de gases de efeito estufa da empresa estudada e custo associado

2020	**Redução das emissões t CO_2eq**	**Investimento R$**	**Receita anual R$**	**VPL (10 anos) R$**	**Pay back Anos**	**CMM R$/t CO_2eq**
Instalação de usina de energia eólica na unidade fabril UF4	511	16.000.000	1.923.688	-4.415.760	7,34	8.638,00
Instalação de usina de energia eólica na unidade fabril UF5	511	16.000.000	1.965.736	-4.204.986	7,20	8.225,69
Conversão dos geradores de vapor da unidade fabril UF4 para uso de gás natural	2.173	400.000	218.645	748.174	1,80	-344,31
Instalação de usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF1	72.460	29.250.000	340.248	-25.643.563	-	353,90
Instalação de usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF2	59.734	29.250.000	251.359	-25.744.232	-	430,98
Instalação de usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF3	23.790	12.750.000	1.430.683	-4.746.382	8,76	199,51
Implementação de ações de eficiência energética	5.839	14.435.285	3.918.373	2.225.024	3,50	-381,07
Total	**165.017**	**118.085.285**	**10.048.731**	**-61.781.724**	**11,95**	**374,40**

Neste caso observa-se que o investimento necessário para maximizar a redução de GEE seria de R$ 118.085.285, sendo que a receita anual com a implementação dos projetos seria de R$ 10.048.731. O Valor Presente Líquido total das ações propostas seria negativo em -R$ 61.781.724 e o valor do *pay back* médio seria de 11,95 anos. O custo médio de mitigação seria de 374,40 R$/t CO_2eq.

As alternativas para redução das emissões relacionadas ao uso de energia elétrica da rede são pouco significativas quando comparadas às opções existentes relacionadas ao uso de combustíveis (vide Tabela 104). Isto se deve ao fato de que o fator de emissão do uso de energia elétrica da rede utilizado para quantificar o potencial de redução das emissões de GEE deve ser o sugerido pelo MCT para elaboração de inventários (MCT, 2011a).

Este é um ponto importante a ser destacado, já que o governo do Estado de São Paulo irá avaliar as emissões a partir do inventário de cada empresa, sendo que aquelas empresas que vierem a reduzir o consumo de energia elétrica da rede de forma significativa não poderão utilizar o fator de emissão da margem de operação que, conforme apresentado, tem um valor substancialmente maior que aquele sugerido para elaboração de inventários corporativos, que trata somente do valor médio das emissões no SIN. Ou seja, as empresas que estiverem colaborando com a redução da utilização de usinas que operam na margem de operação não poderão beneficiar-se na avaliação do inventário de emissões, a não ser que o governo avalie o caso destas empresas com maior critério. Este fato deve impactar principalmente as empresas que venham a instalar sistemas de geração de energia elétrica dentro de suas instalações fabris, já que energia elétrica deixará de ser utilizada da rede, e este impacto não será medido adequadamente com a utilização do fator de emissão utilizado nos inventários.

A fim de exemplificar este fato, a Tabela 109 mostra o resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções avaliadas neste trabalho, similar à que foi apresenta na Tabela 104, porém com a utilização dos fatores de emissão da margem de operação nos casos de redução do uso de energia elétrica da rede.

Tabela 109 - Resumo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa das opções propostas, utilizando o fator de emissão da margem de operação do SIN

Redução das emissões	**Tirar de operação a usina de cogeração a gás natural (CGN)**	**Energia eólica (EO)**	**Energia solar fotovoltaica (SO)**	**Energia térmica a gás natural (TGN)**	**Energia térmica a biomassa (TBM)**	**Cogeração a biomassa (CBM)**	**Eficiência energética (EEN)**
	t CO_2eq	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**	**t CO_2eq**
UF1	2.079				53.791	69.796	3.256
UF2	3.237		492		45.632	61.637	2.744
UF3					22.448	26.779	1.096
UF4		3.933	492	2.173			701
UF5		3.933	492				609

O gráfico da Figura 33 mostra a relação entre o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada projeto e seu respectivo Valor Presente Líquido, considerando o fator de emissão da margem de operação.

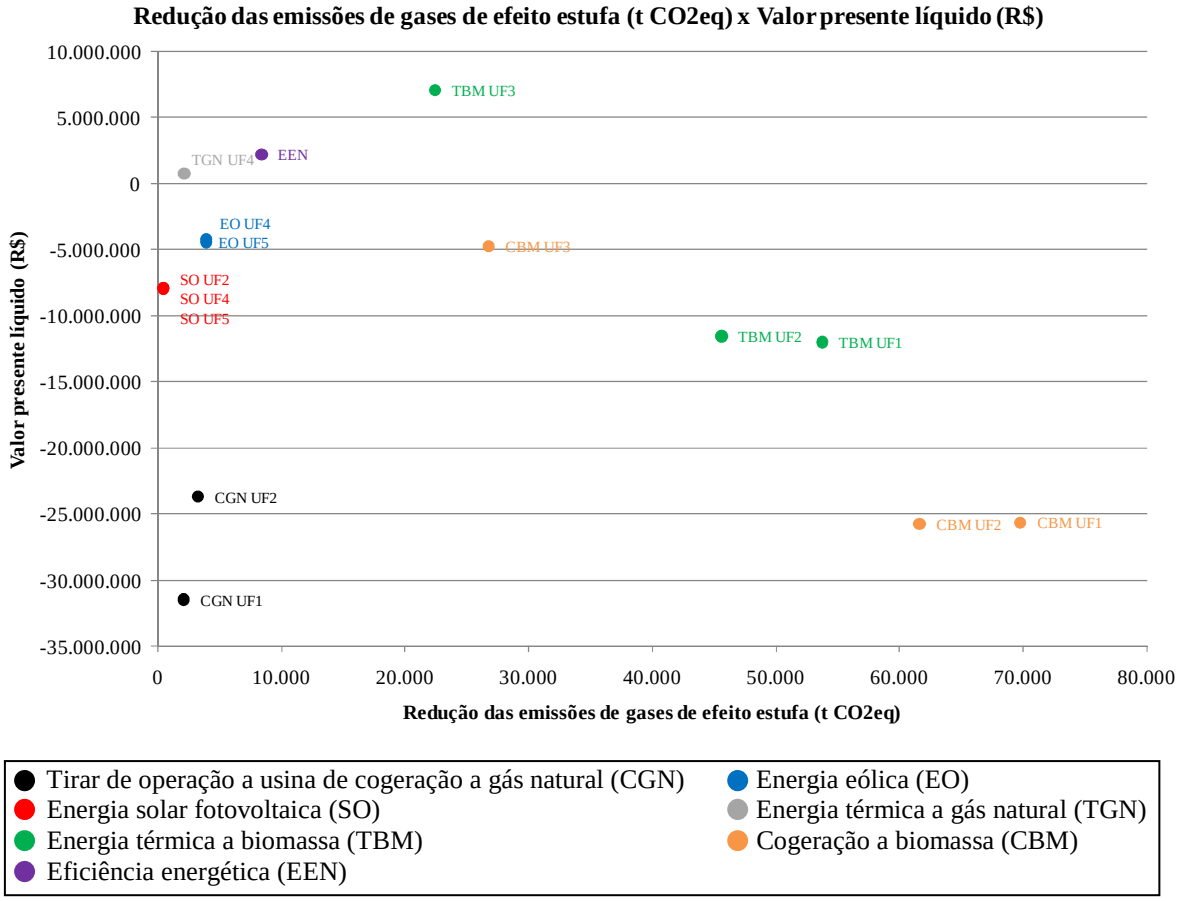

Figura 33 - Gráfico do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa de cada projeto em função do Valor Presente Líquido, considerando o fator de emissão da margem de operação

Na Tabela 110 é mostrada a relação sugerida de projetos que deveriam ser implantados pela empresa a fim de atingir a meta de redução da PEMC, similar ao que foi apresentado na Tabela 106, porém considerando na análise os fatores de emissão da margem de operação.

Tabela 110 - Relação sugerida de projetos que deveriam ser implantados pela empresa a fim de atingir a meta de redução de GEE estabelecida pela PEMC, considerando o fator de emissão da margem de operação

	Redução das emissões de GEE em 2020 t CO_2eq	**Investimento R$**	**Receita anual R$**	**VPL (10 anos) R$**	**Pay back Anos**	**CMM R$/t CO_2eq**
Conversão dos geradores de vapor da unidade fabril UF4 para uso de gás natural	2.173	400.000	218.645	748.174	1,80	-344,31
Instalação de usina de cogeração a biomassa na unidade fabril UF1	69.796	29.250.000	340.248	-25.643.563	-	367,41
Instalação de geradores de vapor a biomassa na unidade fabril UF3	22.448	7.500.000	2.877.879	7.073.192	2,52	-315,09
Implementação de ações de eficiência energética	8.407	14.435.285	3.918.373	2.225.024	3,50	-264,67
Total	**102.823**	**51.585.285**	**7.355.145**	**-15.597.173**	**6,30**	**151,69**

Neste caso observa-se que o investimento necessário para atingir a meta de redução das emissões de GEE proposta na PEMC seria de R$ 51.585.285, sendo que a receita anual após implementação das ações seria de R$7.355.145. O impacto financeiro para atingir a meta de redução seria extremamente elevado para a empresa, já que o VPL total das ações propostas seria negativo em -R$ 15.597.173, e o *pay back* médio seria de 6,30 anos. O valor do custo médio seria de 151,69 R$/t CO_2eq.

Isto mostra a importância da correta avaliação da redução do nível de emissões de acordo com o fator de emissão do uso de energia elétrica da rede que está sendo utilizado. No caso exemplificado acima, nota-se a relevância das usinas de cogeração na redução das emissões, já que sua utilização diminui o uso de energia elétrica da rede pela empresa. Quando o fator de emissão da margem de operação é utilizado, observa-se que a redução das emissões em decorrência da tirada de operação da usina é pouco significativa, já que o fator de emissão da margem de operação é maior que aquele utilizado na elaboração de inventários.

5 POLÍTICAS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES

O artigo 4.1 da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima determina que todos os países signatários da Convenção, incluindo o Brasil, formulem, implementem, publiquem e regularmente atualizem programas e políticas nacionais com enfoque na mitigação das mudanças climáticas ocasionadas pelas emissões de gases de efeito estufa. O referido artigo também dispõe sobre a formulação de políticas regionais, como no caso de estados e municípios.

Neste sentido, o poder público tem o dever de tomar a liderança no tema das mudanças climáticas dentro do país, já que a inércia existente em todos os setores da economia quanto à mitigação das causas das emissões de GEE somente pode ser quebrada com o envolvimento do estado.

Para identificar as políticas necessárias para evitar a degradação ambiental pode-se avaliar o custo da reparação dos danos causados ou o custo de se evitar o problema. Em tese, uma comparação entre ambos pode ajudar a decidir qual tipo de ação é mais conveniente ou mais efetiva em termos de custo. Na prática, os custos de mitigação em geral são menores, mas o poluidor assume o risco de causar o impacto sabendo que não será cobrado na íntegra pelo que deu causa (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Neste capítulo são sugeridas medidas que podem ser adotadas pelos governos federal e estadual, de forma a incentivar a redução das emissões de gases de efeito estufa no setor industrial, voltadas principalmente ao uso e geração de energia.

5.2 Papel do governo estadual

Os governos estaduais devem orientar políticas públicas de redução das emissões de gases de efeito estufa. Exemplo disto é o estado da Califórnia, nos Estados Unidos, que é referência em termos de legislação voltada às mudanças climáticas.

Neste contexto, a Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo é pioneira no Brasil, já que se trata do primeiro estado a estipular uma lei que confere metas de redução não-voluntárias das emissões de gases de efeito estufa.

Dentre as iniciativas e políticas que podem ser incentivadas pelos governos estaduais, pode-se citar:

1) Incentivo ao uso da biomassa como fonte de geração de energia. O potencial para exploração da biomassa como combustível no setor industrial é expressivo. Conforme dados apresentados neste trabalho, a unidade fabril UF5, que utiliza biomassa como combustível, emitiu no ano de 2010 uma quantidade de gases de efeito estufa significativamente inferior às outras unidades fabris em virtude da utilização da biomassa para geração de energia térmica.

Os governos estaduais podem incentivar o uso da biomassa como fonte de geração de energia térmica e eletromecânica a partir de diferentes instrumentos, como subsídios para os equipamentos voltados à produção de energia, aumento do prazo de renovação das licenças ambientais para empresas que utilizam biomassa como combustível, menores taxas de juros em financiamentos públicos para aquisição dos sistemas, etc. É necessário respeitar as especificidades de cada região, de forma que os estados venham a fomentar o uso de biomassa de acordo com suas respectivas realidades, em termos de acessibilidade aos diferentes tipos de biomassa e o custo da mesma na região.

2) Aumento da participação das energias renováveis. No âmbito do estado de São Paulo, políticas de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia, como a energia eólica, solar e a biomassa, devem ser desenvolvidas. Atualmente não há nenhuma usina de energia eólica em operação ou em construção no Estado de São Paulo, já que, conforme apresentado anteriormente, o nordeste do país propicia melhores condições climáticas para instalação deste tipo de usina, e os investidores do setor energético tendem a construir parques eólicos nestes estados.

Uma forma de estimular a instalação deste tipo de usina no estado de São Paulo é através de incentivos à pesquisa, de forma a delimitar quais regiões do estado estão mais aptas a receber investimentos para geração de energia eólica, e buscar parcerias com o setor privado para exploração dos sítios eólicos que apresentam viabilidade técnica de instalação e que porventura venham a ser descobertos através de pesquisas.

Com relação ao aproveitamento da energia solar, a instalação de painéis fotovoltaicos em prédios públicos também pode ser estimulada pelo governo, de forma a aumentar a participação deste tipo de geração de energia (mesmo que representando uma parcela pequena do consumo total do estado) e, principalmente, desenvolver a indústria nacional e reduzir custos em escala de produção. A parceria com instituições e empresas estrangeiras poderia ser empregada a fim de propiciar a transferência de tecnologia para os equipamentos voltados à produção de eletricidade via painéis fotovoltaicos.

3) Substituição de geradores de energia elétrica a diesel por geradores a gás natural. Geradores de energia elétrica são comumente utilizados no suprimento emergencial de energia elétrica para processos produtivos nos casos de interrupção temporária do fornecimento de energia elétrica da concessionária.

Geradores também são utilizados pelas empresas que adquirem energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (consumidores cativos), como forma de reduzir o custo de energia elétrica no horário de ponta, principalmente nas áreas atendidas por distribuidoras que apresentam tarifas elevadas de fornecimento no horário de ponta. As tarifas aplicadas no horário de ponta pelas concessionárias de energia elétrica localizadas no estado de São Paulo dificilmente propiciam viabilidade econômica para instalação dos geradores como forma de reduzir o custo com energia, porém em outros estados, principalmente os situados no nordeste do país, as altas tarifas aplicadas no horário de ponta (que chegam a ser até duas vezes maiores que as do Estado de São Paulo) viabilizam a instalação de geradores, que são operados somente no horário de ponta, em indústrias e empresas do terceiro setor.

Os grupos geradores de energia elétrica comercializados no Brasil geralmente utilizam o óleo diesel como combustível. De fato, o uso deste tipo de geração para

situações emergenciais exige maior agilidade de transporte, montagem, e facilidade de fornecimento de combustível, e neste sentido o óleo diesel apresenta maior atratividade frente a outros combustíveis. Porém, para situações em que é possível prever os momentos que os geradores serão utilizados, como no caso de geradores que operam no horário de ponta ou que fazem o papel de *back-ups* de fornecimento de energia nas indústrias, há abertura para o uso de outros combustíveis, como por exemplo, o gás natural.

O fator de emissão de gases de efeito estufa para geração de energia elétrica via grupos geradores a óleo diesel é de aproximadamente 0,84 t CO_2eq / MWh, enquanto que a utilização de geradores alimentados com gás natural acarreta emissões em torno de 0,64 t CO_2eq / MWh. A redução das emissões é bastante significativa, porém o uso de grupos geradores a gás natural ainda é pouco aplicado no mercado, seja por questão do custo de aquisição do grupo gerador, que chega a ser até 50% mais caro que os geradores a diesel (dependendo da potência nominal do gerador), ou ainda por desconhecimento deste tipo de tecnologia por parte das indústrias e comércio (hotéis, shoppings, etc).

A difusão de geradores a gás natural para suprir as necessidades de *back-up* de energia em indústrias e para o fornecimento de energia elétrica no horário de ponta pode trazer grandes benefícios para o país no que se refere à redução das emissões, já que, segundo dados da ANEEL (2011c), há atualmente 638 empreendimentos de geração de energia elétrica registrados para autogeração de energia elétrica no Brasil que utilizam o óleo diesel como combustível, totalizando 1.558 MW de capacidade instalada, sendo que destes, 223 estão localizados no estado de São Paulo, totalizando 283 MW de capacidade.

Os estados podem legislar a favor da substituição de grupos geradores a diesel por geradores a gás natural. Algumas medidas que podem ser incentivadas são a redução de impostos sobre geradores a gás natural e a sobretaxação sobre geradores a óleo diesel, a fim de equilibrar os custos de aquisição de ambos, ou ainda a inserção deste tipo de equipamento em financiamentos com taxas de juros reduzidas.

4) Difusão do uso de sistemas para aquecimento de água a partir da energia solar. O uso da energia solar para aquecimento de água no Brasil é uma realidade, porém ainda há muito a ser explorado, já que o país é privilegiado no nível de radiação solar incidente na superfície.

A água aquecida pode ser destinada para uso residencial, comercial e industrial. Nas residências a substituição ou complementação do uso do chuveiro elétrico trata-se da principal aplicação. Já nas indústrias, diversos usos podem ser obtidos, a depender do tipo de processo, como por exemplo, para o pré-aquecimento da água de alimentação de geradores de vapor.

Segundo estudos realizados por Adami, Souza e Utiyama (2011) para comparação entre um sistema de aquecimento de água convencional e um popular (construído a partir de garrafas PET), uma das barreiras encontradas para a difusão do uso da energia solar para o aquecimento da água é o custo e a falta de divulgação. E ainda, mesmo o aquecedor convencional, apesar do custo mais alto na aquisição do equipamento, o seu custo a longo prazo acaba sendo praticamente nulo se comparado à energia elétrica, pois após a aquisição do equipamento a única despesa é com relação à manutenção e a limpeza do sistema.

Uma forma de incentivar a difusão deste tipo de sistema é através de subsídios às empresas que fabricam e instalam os equipamentos, a fim de reduzir o custo final para o consumidor residencial e para as indústrias, além de ampliar a divulgação deste tipo de tecnologia, mostrando os benefícios financeiros e ambientais da instalação de sistemas de aquecimento de água.

5) Criação de "zonas limpas" dentro do estado, que seriam áreas no entorno das linhas de distribuição de gás natural. Dentro da zona limpa todo e qualquer novo empreendimento de geração de energia térmica (acima de uma capacidade instalada mínima a ser pré-estabelecida) deve ser projetado com combustíveis menos danosos ao aumento do efeito estufa, como no caso do gás natural ou biomassa. Para os empreendimentos existentes, deve ser definido um prazo (por exemplo, de 10 anos) para substituição de combustíveis como o óleo BPF e o óleo diesel pelo gás natural ou pela biomassa.

Outras iniciativas, tais como a criação de um banco de comercialização de créditos de carbono, a melhoria de padrões de desempenho de equipamentos, a capacitação e educação de todos os setores da sociedade no contexto do aquecimento global e o incentivo à pesquisa na área de mudanças climáticas podem colaborar, de forma direta ou indireta, no alcance das metas de redução das emissões de gases de efeito estufa.

5.3 O governo federal e a mitigação das emissões

O governo federal deve buscar caminhos que visem a mitigação das emissões de gases de efeito estufa. A seguir sugerem-se iniciativas que podem ser incentivadas pelo governo federal:

1) Desconto de 100% na Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e na Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) para usinas provenientes de energia solar. No capítulo 4 foi apresentado o caso das usinas geradoras de energia elétrica que têm direito ao desconto de 50% sobre a TUSD e TUST, incidindo na produção e no consumo da energia gerada. Tais usinas são aquelas cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja de até 30 MW, e que sejam oriundas de empreendimentos hidrelétricos com potencial igual ou inferior a 1 MW, PCHs, energia solar, energia eólica, biomassa e cogeração qualificada (ANEEL, 2004).

Atualmente somente os empreendimentos que utilizam no mínimo 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos, biogás de aterros sanitários ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto têm direito ao percentual de desconto de 100% sobre as Tarifas de uso do sistema (ANEEL, 2004).

A energia solar fotovoltaica ainda necessita de pesquisas e incentivos significativos para alcançar um bom patamar tecnológico e custos competitivos, já que atualmente o principal gargalo para a expansão deste tipo de geração no Brasil é o alto investimento. A Agência Nacional de Energia Elétrica poderia alterar parte da

Resolução Normativa n.º 77 (ANEEL, 2004) a fim de propiciar desconto de 100% nas Tarifas de uso dos sistemas, de forma a alavancar a instalação de painéis fotovoltaicos no país.

Somente o aumento do percentual de desconto na TUSD e na TUST é pouco para estimular a geração solar no país, sendo necessária a adoção de outras ferramentas de incentivo fiscal por parte do governo federal.

2) Diferenciar o valor da Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) entre os horários de ponta e fora de ponta para os consumidores livres de energia elétrica. A TUSD reflete o custo de distribuição da energia pela concessionária até o consumidor final, de forma que não está diretamente relacionada com o custo de geração da energia elétrica fornecida em si, mas somente com a cobertura de custos que envolvem o transporte da mesma.

As indústrias que adquirem energia no Mercado Livre geralmente compram energia de empresas comercializadoras ou de produtores independentes de energia, sendo que também não há diferenciação entre o preço da energia no horário de ponta e fora de ponta praticado no mercado.

Desta forma, atualmente, o consumidor livre de energia não é afetado pela falta de eficiência no uso da energia elétrica no horário de ponta, já que não existe variação nos preços aplicados em diferentes horários do dia. Do ponto de vista ambiental, este ponto está descoberto, já que é durante o horário de ponta que a demanda de energia elétrica atingi os picos diários, havendo a necessidade de operar maior quantidade de usinas alimentadas com combustíveis fósseis, que geralmente operam na margem de operação do Sistema Interligado Nacional.

Uma forma de incentivar os consumidores livres a reduzir o consumo no horário de ponta, a partir do deslocamento da utilização de equipamentos para o horário fora de ponta, é através da criação de tarifas diferenciadas de TUSD nos horários de ponta e fora de ponta, de forma a considerar a questão da mudança no clima e das emissões de gases de efeito estufa no cálculo das tarifas.

Estudos realizados na empresa objeto desta dissertação, envolvendo vinte e seis unidades fabris, mostraram que nos anos de 2008 e 2009 o consumo médio de energia

elétrica no horário de ponta nas unidades fabris do mercado livre foi em média 6,5% superior ao consumo médio no horário fora de ponta, enquanto que para as unidades consumidoras atendidas no mercado regulado este percentual foi de 0,8%.

As empresas que são afetadas financeiramente pela diferenciação de tarifa no horário de ponta tendem a atuar de forma a reduzir o consumo de energia elétrica neste horário, enquanto que as empresas que adquirem energia no mercado livre tendem a não fazer o mesmo esforço para reduzir o consumo de energia neste horário.

3) Criação de um programa de *feed-in tariffs* para incentivo à energia solar fotovoltaica. O princípio central da política de *feed-in-tariff* é a oferta, por parte do governo, de tarifas fixas de energia elétrica por períodos de tempo pré-fixados para a eletricidade produzida através de fontes alternativas de energia. Estes preços são geralmente ofertados de maneira não-discriminatória para cada kWh de eletricidade produzida, e podem ser diferenciados de acordo com o tipo de tecnologia utilizada, a potência elétrica da instalação, a qualidade da fonte de geração, a localização do projeto, assim como uma série de outras características específicas do projeto (MENDONÇA, 2007 apud COUTURE; GAGNON, 2010).

Em 2002, o Brasil foi o primeiro país da América do Sul a introduzir uma legislação de *feed-in tariffs* através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O programa previa a instalação de 3.300 MW de capacidade de geração, sendo 1.100 MW de fontes eólicas, 1.100 MW de PCHs e 1.100 MW de projetos de biomassa. A energia produzida pelas unidades geradoras foi adquirida pela Eletrobrás, com contratos de vinte anos de duração.

Os programas de *feed-in tariffs* propiciam a possibilidade de participação de diversos investidores na matriz de geração de energia elétrica, tais como residências, comércios, produtores rurais, etc, já que a energia gerada por pequenos empreendimentos pode ser remunerada pela distribuidora de energia onde o empreendimento encontra-se localizado (HANITSCH; KISSEL; KRAUTER, 2009).

Todavia, o Brasil ainda não conta com um programa deste tipo, já que para englobar todos os setores descritos acima há a necessidade de que os medidores de energia elétrica instalados nas residências, comércios, etc, tenham a característica de

registrar a quantidade de energia elétrica que está sendo injetada na rede elétrica. Os medidores utilizados no Brasil são analógicos e não possibilitam este tipo de medição. Espera-se que com a introdução das *Smart Grids* no Brasil, seja criado um ambiente favorável para a criação de *feed-in tariffs* para empreendimentos de pequena escala, já que uma das etapas da implementação das *smart grids* prevê a substituição dos medidores analógicos por medidores digitais.

O Plano Nacional de Energia (PNE 2030) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2019) não citam a energia solar fotovoltaica como alternativa de expansão de médio ou longo prazo da matriz elétrica brasileira, contudo a queda do custo de instalação deste tipo de tecnologia ao longo dos próximos anos, aliada a uma política de *feed-in tariffs* pode alavancar a ampliação deste tipo de geração no Brasil, e deveria ser mais bem considerada na estratégia de desenvolvimento futuro do país.

4) Eliminar o uso do carvão mineral na produção de energia elétrica. Dentre os combustíveis fósseis que têm sido empregados na produção de energia elétrica em usinas termelétricas, o carvão é aquele que apresenta maior impacto ambiental, inclusive no tocante às emissões de gases de efeito estufa. Foi mostrado na Tabela 55 que o carvão é o combustível com maior potencial de emissão de gases de efeito estufa (127% mais crítico que o gás natural), e este fato já seria o suficiente para coibir o seu uso na matriz de geração de energia.

O carvão mineral, apesar de representar apenas 1,60% da matriz brasileira, totaliza 1.944 MW de potência instalada (ANEEL, 2011a). São em número de dez as usinas que operam no Brasil, sendo que oito destas encontram-se na região sul do país (quatro no Rio Grande do Sul, três em Santa Catarina e uma no Paraná), e as outras duas estão localizadas no Pará e no Maranhão.

O governo federal poderia estudar uma forma de substituir gradativamente estas usinas da matriz brasileira, e discutir com os representantes das respectivas usinas uma forma de substituir os combustíveis utilizados em médio e longo prazo, além de proibir o emprego deste tipo de usina findo a vida útil da mesma.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho são apresentados dados de pesquisas recentes sobre o aquecimento global e o efeito estufa, enfatizando a contribuição de cada setor da economia e os gases mais representativos para o aumento da intensidade do efeito estufa no planeta. A pesquisa bibliográfica inicial faz a junção entre o problema existente em âmbito mundial e a criação da Política Estadual de Mudanças Climáticas no Estado de São Paulo, justificando a sua concepção.

No estudo de caso, propõe-se a redução de 20% das emissões de gases de efeito estufa de cinco unidades fabris de uma empresa localizada no Estado de São Paulo até o ano de 2020, tomando como base as emissões de 2005. Verificou-se que o setor que mais contribuiu para as emissões de GEE da empresa estudada no ano de 2010 foi o de combustão estacionária para geração de calor para o processo produtivo (vapor), representando 91% do total de emissões equivalentes de gases de efeito estufa do inventário.

As usinas de cogeração a gás natural instaladas nas unidades fabris UF1 e UF2 propiciam grande vantagem financeira para a empresa, com redução de 12% e 10%, respectivamente, no custo com energéticos, devido principalmente aos benefícios nas tarifas de gás natural e energia elétrica existentes na legislação. Quando são avaliados os níveis de emissões equivalentes de GEE, as usinas de cogeração mostram-se bastante prejudiciais, já que são utilizados os fatores de emissão médios do uso de energia elétrica da rede sugeridos pelo MCT para elaboração de inventários, que é a fonte oficial para elaboração de inventários. O uso destes fatores de emissão leva a um incremento substancial no nível de emissões da empresa quando as usinas de cogeração estão em operação, já que utiliza o fator de emissão médio do SIN, que é composto basicamente por usinas hidrelétricas e, portanto, possuem fatores de emissão reduzidos.

Todavia, quando se considera o fator de emissão pelo uso da energia elétrica na margem de operação do SIN, que tem origem de usinas geralmente alimentadas com combustíveis fósseis, e que apresentam fatores de emissão mais elevados, o resultado

sofre uma grande alteração. Neste caso, as usinas de cogeração das duas unidades fabris passam a ser interessantes do ponto de vista ambiental quando as emissões das usinas que operam na margem de operação do SIN ultrapassam 0,3214 e 0,3584 t CO_2eq/MWh, respectivamente para as unidades UF1 e UF2. Este é um aspecto importante que deve ser avaliado pelo governo paulista, principalmente quando da análise de inventários de emissões de indústrias que venham a deixar de consumir energia elétrica da rede (ou por ações de eficiência energética ou por autogeração), já que as iniciativas tomadas por estas empresas não serão medidas adequadamente com o uso do fator de emissão utilizado para fins de elaboração de inventários.

Para alcançar a meta de reduzir em 20% as emissões de gases de efeito estufa da empresa no ano de 2020, o que equivale a 101.478 t CO_2eq, sugere-se a implementação de quatro projetos. Primeiramente, a instalação de geradores de vapor alimentados com biomassa nas unidades fabris UF1 e UF3, o que proporciona o abatimento de 69.776 e 22.448 t CO_2eq emitidas para a atmosfera por ano, respectivamente para as unidades UF1 e UF3. Pelo fato de ser livre de emissões de gases de efeito estufa, a biomassa utilizada como combustível representa uma boa opção na busca da redução das emissões de gases de efeito estufa.

O terceiro projeto sugerido é a substituição do óleo combustível pelo gás natural na unidade fabril UF4, o que resulta na redução de 2.173 t CO_2eq por ano. De acordo com os dados apresentados neste trabalho, o óleo combustível utilizado para geração de vapor emite 37% mais gases de efeito estufa que o gás natural (comparação das emissões equivalentes).

Finalmente, propõe-se a melhoria dos índices de eficiência enérgica associados aos equipamentos e processos industriais da empresa, que pode resultar na redução de 5.839 t CO_2eq emitidas por ano. Além das barreiras tecnológicas, apresentou-se neste trabalho trechos de estudos que apontam que fatores comportamentais são relevantes na implantação de ações de eficientização energética.

Considerando as quatro iniciativas sugeridas neste trabalho para alcance da meta de redução estipulada na PEMC, o impacto futuro no custo de suprimento energético

em termos do Valor Presente Líquido é negativo em R$ 1.958.357, para um período de análise de dez anos. Isto representa um custo médio para mitigação das emissões de 19,54 R$/t CO_2eq.

Tendo em vista que a PEMC determina que o causador do impacto ambiental deva arcar com o custo decorrente do dano causado ao meio ambiente, sugere-se a criação de um banco para comercialização de créditos de carbono no Estado de São Paulo, uma vez que pode ser mais viável economicamente para uma indústria comprar créditos por iniciativas realizadas em outras empresas, ao invés de investir em projetos por conta própria.

Destaca-se ainda a função legisladora dos governos federal e estadual, que têm o dever de criar e alterar políticas energéticas e ambientais que possibilitem a mitigação das emissões. No capítulo cinco são citadas diversas iniciativas em âmbito estadual e federal que podem ser estudadas pelos governos.

Futuros trabalhos podem ser desenvolvidos dentro deste tema, uma vez que os desafios e possibilidades do aquecimento global são bastante amplos. Neste sentido, são deixados como sugestão os seguintes trabalhos:

1. Análise de sensibilidade do fator de emissão pelo uso de energia elétrica da rede na margem de operação de acordo com a entrada de novos empreendimentos de geração de energia em pontos específicos do Sistema Interligado Nacional.

2. Desenvolvimento de um modelo para análise de viabilidade técnica-econômica de usinas de energia elétrica de fontes renováveis que considere mudanças climáticas.

3. Estudo do impacto da geração distribuída no cálculo do fator de emissão médio pelo uso da energia elétrica da rede.

4. Modelo de decisão para instalação de sistemas híbridos de geração de energia elétrica em comunidades isoladas que considere mudanças climáticas.

REFERÊNCIAS

ADAMI, J. F.; de SOUZA, T. M.; UTIYAMA, M. M. Incentivo do uso da energia solar para o aquecimento da água. **Revista Sodebras**. v.6, n.62, p.8-11, fev. 2011.

ALDABÓ, R. **Energia eólica**. São Paulo: Artliber Ltda, 2002. 156p.

ALMEIDA, S. C. A. **Viabilidade técnico-econômica da utilização de biodiesel em motores diesel**. Rio de Janeiro.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2.ed. Brasília: ANEEL, 2005. 243p.

ANEEL, 1996. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Decreto n.º 2003 de 1996**. Brasília, 1996. 8p.

ANEEL, 2004. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n.º 77 de 2004**. Brasília, 2004. 4p.

ANEEL, 2006. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n.º 235 de 2006**. Brasília, 2006. 5p.

ANEEL, 2009. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa n.º 390 de 2009**. Brasília, 2009. 12p.

ANEEL, 2010a. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n.º 1072 de 2010**. Brasília, 2010. 9p.

ANEEL, 2010b. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n.º 1075 de 2010**. Brasília, 2010. 9p.

ANEEL, 2010c. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n.º 961 de 2010**. Brasília, 2010. 13p.

ANEEL, 2011a. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br /aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em: 06 fev. 2011.

ANEEL, 2011b. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n.º 1106 de 2011**. Brasília, 2011. 8p.

ANEEL, 2011c. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=3&ger=Combustivel&principal=Petróleo>. Acesso em: 22 maio 2011.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração**: geração combinada de eletricidade e calor. Florianópolis: UFSC, 2002. 279p.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 157 f. Dissertação (Mestrado – Faculdade de Tecnologia) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

BORSARI, V. **Caracterização das emissões de gases de efeito estufa por veículos automotores leves no Estado de São Paulo**. 2009. 207 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Saúde Pública) – Faculdade de Saúde Pública, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BRASIL. Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. **Plano Nacional sobre Mudança do Clima**. Brasília, 2008. 129p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília: MME/EPE, 2010. 328p.

BRUNI, C. A. **Otimização de sistema de bombeamento com energia eólica: sistema de bombeamento de São Gabriel-BA**. 2007. 96 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-gradução em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 12 fev. 2011.

CEPEL, 2001. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/mapas_1a.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2011.

CEPEL, 2011a. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Velocidade média anual do vento a 50m de altura**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 22 fev. 2011.

CEPEL, 2011b. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Potencial energético solar**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 25 fev. 2011.

CETESB. COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. **Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do estado de São Paulo**. São Paulo: CETESB, 2011.

COMGÁS. Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ) do gás natural. 2008.

COUTURE, T.; GAGNON, Y. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. **Energy Policy**. v.38, p.955-965, 2010.

CSPE, 1999. Comissão de Serviços Públicos de Energia. **Portaria n.º 1 de 1999**. São Paulo, 1999.

DANISH ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Emission inventory for off-road machinery**. 1992.

DIAS, R. A.; MATTOS, C. R.; BALESTIERI, J. A. P. Energy education: breaking up the rational energy use barriers. **Energy Policy**. v.32, p.1339-1347, 2004.

EMERSON. **Product data sheet:** Micro Motion Model CNG050. 2008.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha mensal do mercado de energia elétrica**. n.40, jan. 2011. 2p.

ESPARTA, A. R. J. **Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura**. 2008. 111 f. Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

FBOMS. FÓRUM BRASILEIRO DE ONGs E MOVIMENTOS SOCIAIS PARA O MEIO AMBIENTE E O DESENVOLVIMENTO. **Mudanças climáticas e o Brasil. Contribuições e diretrizes para incorporar questões de mudanças de clima em políticas públicas**. Brasília, 2007.

FEARNSIDE, P. M. Desmatamento na Amazônia: dinâmica, impactos e controle. **Acta Amazônica**. v.36, n.3, p.395-400, 2006.

GAGNON, Luc. Direction - Environment. **Hydro-Québec**. Setembro. 2006. 7p.

GARCIA, A. G. P. **Impacto da Lei de Eficiência Energética para motores elétricos no potencial de conservação de energia na indústria**. 2003. 127 f. Dissertação (Mestrado – Planejamento energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Meio ambiente e Desenvolvimento**. 3. ed. rev. ampl. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2008. 400p.

GREEN CROSS INTERNATIONAL. **2009 Global solar report cards**. 2009.

HALL, D.O; HOUSE, J. I.; SCRASE, I. **Overview of biomass energy**. 2000.

HANITSCH, R.; KISSEL, J. M.; KRAUTER, S. C. W. Cornerstones of a renewable energy law for emerging markets in South America. **Energy Policy**. v.37, p.3621-3626, 2009.

IAI, 2007. International Aluminium Institute. **Year 2005 LCA of aluminium: inventory data for the primary aluminium industry**. 2007.

IEA, 2011. International Energy Agency. **Statistics and Balances**. Disponível em: <http://www.iea.org/stats/index.asp>. Acesso em: 28 mar. 2011.

INMET. **Atlas de irradiação solar do Brasil**. Brasília, 1998.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **2000 IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories**. Hayama: IGES, 2000.

IPCC, 2007a. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007**. Geneva: IPCC, 2007.

IPCC, 2007b. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York, 2007.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **2006 IPCC guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Hayama: IGES, 2006.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Disponível em: <http://www.ipcc.ch>. Acesso em: 31 out. 2010.

JOHNSON, F. Biomassa tropical e o mercado global de biocombustíveis. **Pontes entre o comércio e o desenvolvimento sustentável**. v.4, n.2, p.15-17, abr. 2008.

LEME, R. M. **Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**. 2005. 144 f. Dissertação (Mestrado - Departamento de Energia) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

LIMA, L. M. et al. Avaliação da viabilidade técnica e econômica da utilização de biomassas como fonte energética alternativa em fornos industriais. **Revista de Economia e Agronegócio**. v.4, n.1, p.99-120, 2006.

MACEDO, I. C.; LEAL, M. R. L. V.; SILVA, J. E. A. R. **Assessment of greenhouse gas emissions in the production and use of fuel ethanol in Brazil**. São Paulo: Secretaria de Meio Ambiente, 2004.

MARENGO, J. A.; VALVERDE, M. C. Caracterização do clima no século XX e cenário de mudanças de clima para o Brasil no século XXI usando os modelos do IPCC-AR4. **Revista Multiciência,** Campinas, n.8, p.5-28, maio 2007.

MARENGO, J. A. et al. Review recent developments on the South American monsoon system. **International Journal of Climatology**. 2010.

MCT. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Protocolo de Quioto**. Brasília, 1997. 29p.

MCT. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Inventário brasileiro das emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa: Informações gerais e valores preliminares**. Brasília, 2009. 19p.

MCT, 2011a. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Fatores de Emissão de CO_2 para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil, como, por exemplo, inventários corporativos**. Brasília, 2011. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora >. Acesso em: 26 abr. 2011.

MCT, 2011b. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Fatores de emissão de CO_2 de acordo com a ferramenta metodológia "Tool to calculate the emission factor for an electricity system, versions 1, 1.1 and 2" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL**. Brasília, 2011. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora>. Acesso em: 27 abr. 2011.

MENDONÇA, M. **Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy**. Londres: Earthscan Publications, 2007. 150p.

MOLION, L. C. B. **Desmistificando o Aquecimento Global**. Intergeo, v.5, p.13-20, 2007

MOTA, M. C. **Estudo da viabilidade econômica para implantação de usina termelétrica a partir da casca de arroz**. 2010.

MOUTINHO, P.; SCHWARTZMAN, S. **Tropical deforestation and climate change**. Belém: Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia, 2005. 131p.

OAKLEY, J. E.; O'HAGAN, A. Probabilistic sensitivity analysis of complex models: a Bayesian approach. **Journal of the Royal Statistical Society: Series B**. v.66, p.751-769, 2004.

OLIVEIRA, J. G. **Perspectivas para a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar: potencial do mercado de carbono para o setor sucro-alcooleiro paulista**. 2007. 159 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação e Área de Concentração em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

OLIVIER, J. G. J. **Inventory of aircraft emissions: a review of recent literature**. Bilthoven, Holanda: RIVM, 1991.

OLIVIER, J. G. J. **Scenarios for global emissions from air traffic**. Bilthoven, Holanda: RIVM, 1995.

ONS, 2011. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da operação**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 01 abr. 2011.

PENNA, C. G. **O estado do planeta - Sociedade de consumo e degradação ambiental**. Rio de Janeiro: Record, 1999.

REIS, T. V. M. **Metodologia para estimar a linha de base de projeto MDL conectado a sistema elétrico: uma abordagem prospectiva**. 2009. 258 f. Tese (Doutorado – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

RÜCKER, C. P. R. **Análise exergoeconômica de uma planta de cogeração baseada em microturbina a gás natural e refrigeração por absorção pela teoria do custo exergético**. 2005. 81 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em

Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

SALAZAR, L. F.; NOBRE, C. A.; OYAMA, M. D. Climate change consequences on the biome distribution in tropical South America. **Geophysical research letters**, Campinas, v.34, 2007.

SAWYER, D; LOBO, A. S. O papel da sociedade no estabelecimento de políticas públicas para as savanas. In: FALEIRO, F. G.; FARIAS NETO, A. L. **Savanas: desafios e estratégias para o equilíbrio entre sociedade, agronegócio e recursos naturais**. Planaltina: Embrapa Cerrados, 2008. P.1153-1180.

SCHAEFFER, R. et al. **Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil**. Rio de Janeiro: COPPE, 2008.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Product data sheet:** PowerLogic ION8600. 2009.

SHRESTHA, A.; TIMILSINA, G. R. Why have CO_2 emissions increased in the transport sector in Asia? **The World Bank**. n.5098, 2009.

SMA. Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo. **Lei n.º 13.798 de 2009**. São Paulo, 2009. 20p.

SOLA, A. V. H. **Fatores humanos como barreiras para eficiência energética em indústrias**. 2006. 118 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção) – Departamento de Pesquisa e Pós-Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2006.

SOVACOOL, B. K. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. **Energy Policy**. v.36, p.2940-2953, 2008.

SPRINGER. Disponível em: <http://www.springer.com.br>. Acesso em: 27 nov. 2010.

STEVENSON, D. S. et al. **Multi-model ensemble of present-day and near-future tropospheric ozone**. J. Geophys. Res., 2006.

TSUPARI, E. et al. **Emission factors for nitrous oxide (N_2O) and methane (CH_4) from Finnish power and heating plants and small-scale combustion**. Espoo, Finlândia: VTT, 2006.

UCHOA, T. B. **Análise da viabilidade técnica e econômica da utilização de gás natural como combustível complementar em usinas sucroalcooleiras**. 2005. 127 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

UNDP. United Nations Development Programme.**World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability**. New York, 2000.

UNDP, 2011. United Nations Development Programme. **Human Development Reports**. Disponível em: <http://hdr.undp.org/en/>. Acesso em: 29 mar. 2011.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **1998 Report of the Refrigeration, Air Conditioning and Heat Pumps Technical Options Committee**. Nairobi, 1999.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **2002 Report of the Refrigeration, Air Conditioning and Heat Pumps Technical Options Committee**. Nairobi, 2003.

UNFCCC. **Texto da Convenção**. Nova Iorque. 1992. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/2853.php > . Acesso em: 31 out. 2010.

UNITED STATES. U.S. EPA. **Air Chief**. Washington: 2005.

WALTER, A. As Mudanças Climáticas e a Questão Energética. **Revista Multiciência,** Campinas, n.8, p.29-47, maio 2007.

WIESEN, P. et al. **Nitrous oxide and methane emissions from aero engines**. Geophys. Res. Lett., 1994.

APÊNDICE A – LIMITE SUPERIOR DE INCERTEZA DO INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE

	Gás	E_{2005}	E_{2010}	U_{DA} [1]	U_{FE} [1]	U_{Total}	S^2_{contr}	Sensitividade Tipo A	Sensitividade Tipo B	$U_{FE.Tend}$	$U_{DA.Tend}$	$U_{Total.Tend}$
		t CO_2eq	t CO_2eq	%	(+) %	(+) %	(+) %	%	%	(+) %	%	(+) %
Uso de eletricidade da rede	CO_2	7.557	11.422	0,2% [2]	20,0% [10]	20,0%	2,412E-04	0%	10%	0%	0%	0,0000%
Gás natural												
Cogeração	CO_2	0	45.345	4,6% [2]	3,9%	6,0%	3,445E-04	0%	40%	0%	3%	0,0661%
	CH_4	0	20	4,6%	50,0% [3]	50,2%	4,757E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	0	723	4,6%	150,0% [3]	150,1%	5,434E-05	0%	1%	0%	0%	0,0000%
Caldeiras	CO_2	96.080	78.128	4,6% [2]	3,9%	6,0%	1,023E-03	0%	69%	0%	4%	0,1961%
	CH_4	43	35	4,6%	50,0% [3]	50,2%	1,412E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	510	415	4,6%	150,0% [3]	150,1%	1,792E-05	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Empilhadeiras	CO_2	926	977	50,0% [5]	1,8% [7]	50,0%	1,104E-05	0%	1%	0%	1%	0,0037%
	CH_4	71	74	50,0%	7,8%	50,6%	6,558E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	49	52	50,0%	45,3%	67,5%	5,665E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Veículos automotores leves	CO_2	47	47	50,0% [5]	1,8% [7]	50,0%	2,606E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	CH_4	4	4	50,0%	7,8%	50,6%	1,548E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	3	3	50,0%	45,3%	67,5%	1,337E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Óleo BPF 3A												
Caldeiras	CO_2	4.774	6.526	5,0%	1,8%	5,3%	5,564E-06	0%	6%	0%	0%	0,0016%
	CH_4	5	6	5,0%	50,0% [3]	50,2%	4,666E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	6	8	5,0%	150,0% [3]	150,1%	5,914E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Diesel												
Caldeiras	CO_2	2.822	2.158	5,0%	0,9%	5,1%	5,571E-07	0%	2%	0%	0%	0,0002%
	CH_4	0	0	5,0%	50,0% [3]	50,2%	2,474E-13	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	5	3	5,0%	150,0% [3]	150,1%	1,254E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
GLP												
Empilhadeiras	CO_2	760	809	50,0% [5]	4,0%	50,2%	7,615E-06	0%	1%	0%	1%	0,0025%
	CH_4	2	3	50,0%	30,0% [8]	58,3%	1,034E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	11	11	50,0%	100,0%	111,8%	7,595E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Querosene de aviação												
Aviação	CO_2	85	85	200,0% [5]	4,1%	200,0%	1,336E-06	0%	0%	0%	0%	0,0004%
	CH_4	0	0	200,0%	100,0% [6]	223,6%	5,102E-14	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	1	1	200,0%	150,0% [6]	250,0%	1,450E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%

	Gás	E_{2005}	E_{2010}	U_{DA} [1]	U_{FE} [1]	U_{Total}	S^2_{contr}	Sensitividade Tipo A	Sensitividade Tipo B	$U_{FE.Tend}$	$U_{DA.Tend}$	$U_{Total.Tend}$
		t CO_2eq	t CO_2eq	%	(+) %	(+) %	(+) %	%	%	(+) %	%	(+) %
HFCs												
	HCFC-22	50	50	50,0% [5]	81,8% [4]	95,9%	1,046E-07	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	HFC-32	32	32	50,0%	81,8%	95,9%	4,454E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	HFC-125	168	168	50,0%	81,8%	95,9%	1,198E-06	0%	0%	0%	0%	0,0001%
Total		**114.010**	**147.105**				**1,708E-03**					**0,0027**
						Incerteza do inventário	**4,1%**				**Incerteza nas tendências**	**5,2%**

[1] Fonte: IPCC (2006), exceto quando indicado o contrário

[2] Fonte: vide Tabela 37

[3] Fonte: Baggott et al. (2005) apud IPCC (2006)

[4] Fonte: UNEP (1999, 2003) apud IPCC (2006)

[5] Fonte: julgamento de especialista da empresa

[6] Fonte: IPCC (1999)

[7] Fonte: Borsari (2009)

[8] Fonte: Danish Environmental Protection Agency (1992) apud EEA (2009)

[9] Fonte: Manual técnico do medidor de energia elétrica Schneider Electric (2008)

[10] Fonte: Valor adotado

APÊNDICE B – LIMITE INFERIOR DE INCERTEZA DO INVENTÁRIO DE EMISSÕES DE GEE

	Gás	E_{2005}	E_{2010}	U_{DA} [1]	U_{FE} [1]	U_{Total}	S^2_{contr}	Sensitividade Tipo A	Sensitividade Tipo B	$U_{FE.Tend}$	$U_{DA.Tend}$	$U_{Total.Tend}$
		t CO_2eq	t CO_2eq	%	(-) %	(-) %	(-) %	%	%	(-) %	%	(-) %
Uso de eletricidade da rede	CO_2	7.557	11.422	0,2% [2]	20,0% [10]	20,0%	2,412E-04	0%	10%	0%	0%	0,0000%
Gás natural												
Cogeração	CO_2	0	45.345	4,6% [2]	-3,2%	5,6%	2,962E-04	0%	40%	0%	3%	0,0661%
	CH_4	0	20	4,6%	50,0% [3]	50,2%	4,757E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	0	723	4,6%	150,0% [3]	150,1%	5,434E-05	0%	1%	0%	0%	0,0000%
Caldeiras	CO_2	96.080	78.128	4,6% [2]	-3,2%	5,6%	8,794E-04	0%	69%	0%	4%	0,1961%
	CH_4	43	35	4,6%	50,0% [3]	50,2%	1,412E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	510	415	4,6%	150,0% [3]	150,1%	1,792E-05	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Empilhadeiras	CO_2	926	977	50,0% [5]	1,8% [7]	50,0%	1,104E-05	0%	1%	0%	1%	0,0037%
	CH_4	71	74	50,0%	7,8%	50,6%	6,558E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	49	52	50,0%	45,3%	67,5%	5,665E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Veículos automotores leves	CO_2	47	47	50,0% [5]	1,8% [7]	50,0%	2,606E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	CH_4	4	4	50,0%	7,8%	50,6%	1,548E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	3	3	50,0%	45,3%	67,5%	1,337E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Óleo BPF 3A												
Caldeiras	CO_2	4.774	6.526	5,0%	-2,5%	5,6%	6,106E-06	0%	6%	0%	0%	0,0016%
	CH_4	5	6	5,0%	50,0% [3]	50,2%	4,666E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	6	8	5,0%	150,0% [3]	150,1%	5,914E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Diesel												
Caldeiras	CO_2	2.822	2.158	5,0%	-2,0%	5,4%	6,261E-07	0%	2%	0%	0%	0,0002%
	CH_4	0	0	5,0%	50,0% [3]	50,2%	2,474E-13	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	5	3	5,0%	150,0% [3]	150,1%	1,254E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
GLP												
Empilhadeiras	CO_2	760	809	50,0% [5]	-2,4%	50,1%	7,584E-06	0%	1%	0%	1%	0,0025%
	CH_4	2	3	50,0%	30,0% [8]	58,3%	1,034E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	11	11	50,0%	100,0%	111,8%	7,595E-09	0%	0%	0%	0%	0,0000%
Querosene de aviação												
Aviação	CO_2	85	85	200,0% [5]	-2,4%	200,0%	1,336E-06	0%	0%	0%	0%	0,0004%
	CH_4	0	0	200,0%	57,0% [6]	208,0%	4,413E-14	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	N_2O	1	1	200,0%	70,0% [6]	211,9%	1,042E-10	0%	0%	0%	0%	0,0000%

	Gás	E_{2005}	E_{2010}	U_{DA} [1]	U_{FE} [1]	U_{Total}	S^2_{contr}	Sensitividade Tipo A	Sensitividade Tipo B	$U_{FE.Tend}$	$U_{DA.Tend}$	$U_{Total.Tend}$
		t CO_2eq	t CO_2eq	%	(-) %	(-) %	(-) %	%	%	(-) %	%	(-) %
HFCs												
	HCFC-22	50	50	50,0% [5]	81,8% [4]	95,9%	1,046E-07	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	HFC-32	32	32	50,0%	81,8%	95,9%	4,454E-08	0%	0%	0%	0%	0,0000%
	HFC-125	168	168	50,0%	81,8%	95,9%	1,198E-06	0%	0%	0%	0%	0,0001%
Total		**114.010**	**147.105**				**1,517E-03**					**0,0027**
						Incerteza do inventário	**3,9%**				**Incerteza nas tendências**	**5,2%**

[1] Fonte: IPCC (2006), exceto quando indicado o contrário

[2] Fonte: vide Tabela 37

[3] Fonte: Baggott et al. (2005) apud IPCC (2006)

[4] Fonte: UNEP (1999, 2003) apud IPCC (2006)

[5] Fonte: julgamento de especialista da empresa

[6] Fonte: IPCC (1999)

[7] Fonte: Borsari (2009)

[8] Fonte: Danish Environmental Protection Agency (1992) apud EEA (2009)

[9] Fonte: Manual técnico do medidor de energia elétrica Schneider Electric (2008)

[10] Fonte: Valor adotado