UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA – PIPGE (IEE, EP, IF, FEA)

INSERÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Juliana Ferrari Chade Ricosti

São Paulo

2011

JULIANA FERRARI CHADE RICOSTI

INSERÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Escola Politécnica/ Instituto de Física/ Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

São Paulo

2011

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Ricosti, Juliana Ferrari Chade.
Inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro / Juliana Ferrari Chade Ricosti; orientador Ildo Luís Sauer – São Paulo, 2011.
211f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia)– EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia eólica – aspecto econômico 2. Energia Elétrica I. Título.

DEDICATÓRIA

A minha avó Leda (em memória)

A minha mãe

Ao meu pai (em memória)

Ao Vicente Leão (em memória)

Ao meu marido

Aos meus irmãos

Aos meus sobrinhos

AGRADECIMENTOS

Ao professor e orientador Ildo Luís Sauer pela orientação, ensinos fundamentais e preciosa atenção dispensada durante a execução deste trabalho.

Aos membros da banca Eliane Fadigas, Leontina Pinto, Alexandre Piantini e Roberto Zilles, pelas valiosas contribuições que muito enriqueceram o trabalho. Um agradecimento especial a Leontina pela disponibilização de dados de ventos e afluência da região Nordeste.

Aos colegas, professores e funcionários do IEE pela assistência, amizade e dedicação durante a realização do meu mestrado.

Aos amigos da CCEE Camila Giglio, Gustavo Arfux, Marcelo Luna, Hideo Koga, André Tamashiro, Gilson Cecchini, Gustavo Sugahara, Leandro Issao, Glaucia Strauss, Leonardo Calabró, Marcos Peres, Carolina Nunes, Luciana Lisboa, Juliana Fullman, Thais Cimino e Ana Luiza.

Aos amigos da Eletropaulo e Tietê, Yanni Sellito, Maurício Malachias e Ana Chiara.

Aos amigos do setor elétrico Cássia Shira, Sandra Kise, Aymoré, Pedro David, Ângelo e José Tadeu Matheus.

As amigas de infância Sabrina Kato, Marjory Abussamra, Marina Beatriz, Maria Lúcia, Natália Bertinat e Thaís Castro.

A minha família de Pirajuí.

Aos padrinhos Isabel e Sérgio.

Aos sogros Marisa e Roberto.

Aos cunhados Jorge Yammine, Ana Paula e Márcio

Aos irmãos Patrícia Leão e Luiz Henrique Leão.

Ao meu marido Roberto pelo incentivo para a execução deste trabalho, paciência e compreensão pela distância nos últimos cinco meses, pela amizade, amor e carinho.

Aos meus sobrinhos: Duda, Juju, Jorginho, Kauê e Mariana pela alegria que sempre me proporcionam.

A minha mãe Sandra, meu irmão Ricardo, minha irmã Fabiana pelo amor e carinho dedicados a vida inteira.

A Deus por tudo.

RESUMO

RICOSTI, J. F. C. **Inserção da Energia Eólica no sistema Hidrotérmico Brasileiro**. 2011. 211p. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Nos recentes leilões de energia realizados no setor elétrico brasileiro, a energia térmica foi uma das principais vencedoras. Este trabalho avalia a possibilidade de reversão desta tendência, mantendo a trajetória anterior de uma matriz limpa e renovável. A maior parte da eletricidade brasileira tem sido proveniente de hidrelétricas. O plano energético oficial, com horizonte de 2030, elaborado para o Governo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) dá ênfase à geração térmica, à gás natural, carvão e nuclear, como alternativa de complementação à geração hídrica. Neste estudo, em contraponto à proposta oficial, a geração eólica é analisada como opção de complementação, ao invés da energia térmica. A curva de aprendizado da tecnologia eólica, no Brasil e no mundo, é investigada e seu resultado evidencia o potencial de competitividade quando comparada a outras fontes, como térmicas nucleares, a gás e a carvão. A substituição do parque de expansão térmica pela eólica é simulada mediante a análise comparativa dos custos de capital, combustível, operação e manutenção, considerando a curva de aprendizado potencial. Os resultados da simulação, em termos de custo a valor presente das alternativas, indicam que a geração eólica pode se tornar atrativa, tendo como atrativo adicional a redução da emissão de gases de efeito estufa. Dificuldades e barreiras para a penetração da geração da energia eólica são avaliadas. Também é analisada a possibilidade do atendimento da demanda de energia no Brasil no contexto do cenário da estabilização populacional e do consumo, na década de 2040, mediante oferta de energia renovável, substancialmente hidro-eólica.

Palavras-chave: energia eólica, hídrica e térmica, curva de aprendizado

ABSTRACT

In the recent energy auctions held in the Brazilian electric sector, thermal power plants were the major winners. This study evaluates the possibility of reversing such trend, maintaining the previous path of a clean and renewable energy mix. Most of Brazil's electricity has been generated by hydropower. However the official energy plan, with the horizon of 2030, prepared for the Government by the Energy Research Company (EPE) gives emphasis to the thermal generation to natural gas, coal and nuclear energy as an alternative to hydropower generation complementation. In this study, in contrast to the official proposal, wind generation is considered as an option to complement, rather than the thermal energy. The learning curve of wind technology in Brazil and worldwide, is investigated and its result shows the potential of competitiveness compared to other sources such as nuclear thermal, gas and coal. The replacement of thermal based expansion by the wind is simulated, by a comparative analysis of capital costs, fuel, operation and maintenance, considering the potential learning. The simulation results in terms of present value cost of the alternatives indicate that wind generation can become attractive, with the added benefit of reduction in emission of greenhouse gases. Difficulties and barriers to the penetration of wind power generation are evaluated. The possibility of meeting the demand for energy in Brazil in the context of the scenario population and energy demand stabilization, in the 2040s, through renewable and sustainable energy sources, substantially hydro and wind, is also assessed.

Keywords: hydro, wind and thermal power, learning curve

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Percentual negociado nos leilões de energia nova 1

Figura 1.2 – Energia Assegurada e a Carga no Sistema Elétrico Brasileiro 7

Figura 1.3 – Desvio da Média de Longo Termo da energia natural afluente no sistema elétrico brasileiro 7

Figura 1.4 – Percentual das fontes na Capacidade Instalada Brasileira 9

Figura 1.5 – Capacidade Instalada Eólica Mundial 11

Figura 1.6 – Participações continentais do Total da Capacidade Instalada 2010 12

Figura 1.7 – Capacidade Eólica Total Instalada da América do Norte 13

Figura 1.8 – Capacidade Eólica Total Instalada da Europa 15

Figura 1.9 – Capacidade Eólica Total Instalada da África, em 2010 África e Oriente Médio. 17

Figura 1.10 – Capacidade Instalada Ásia 18

Figura 1.11 – Capacidade Instalada Eólica Austrália e Oceania 20

Figura 1.12 – Capacidade Instalada Eólica da América Latina 21

Figura 1.13 – Potencial Eólico Brasileiro 24

Figura 1.14 – Mapa do sistema elétrico de transmissão 26

Figura 1.15 – 10 Maiores Fabricantes de Aerogeradores do Mundo – Participação de mercado (%) 27

Figura 1.16 – Fábrica de pás Wobben Sorocaba 27

Figura 1.17 – Fábrica de Aerogeradores Wobben Sorocaba 28

Figura 1.18 – Fábrica Wobben Pecém 28

Figura 2.1 – Carga de Energia dos Submercados 32

Figura 2.2 – Projeção de Hidrelétricas do Plano Decenal 34

Figura 2.3 – Projeção de Termelétricos do Plano Decenal 35

Figura 2.4 – Projeção de Fontes Alternativas do Plano Decenal 36

Figura 2.5 – Projeção da Oferta Total do Plano Decenal 37

Figura 2.6 – Balanço Estático do Plano Decenal 38

Figura 2.7 – Risco de Déficit 39

Figura 2.8 – Custo Marginal de Operação 39

Figura 2.9 – Curva de Aprendizado Global com custos de investimento da Inglaterra e Espanha 43

Figura 2.10 – Evolução da Capacidade Eólica Instalada Brasileira 44

Figura 2.11 – Evolução da capacidade contratada eólica brasileira 46

Figura 2.12 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira 47

Figura 2.13 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira em dólares 49

Figura 2.14 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira em euros 50

Figura 2.15 – Previsão de custos com PR de 87% 51

Figura 2.16 – Previsão de custos com PR de 77% 52

Figura 2.17 – Previsão de custos com PR de 81% 53

Figura 2.18 – Curva de aprendizado gás natural ciclo combinado 54

Figura 2.19 – Coordenadas da região Nordeste 56

Figura 2.20 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1948 a 1956 59

Figura 2.21 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1957 a 1965 59

Figura 2.22 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1966 a 1974 60

Figura 2.23 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1975 a 1983 60

Figura 2.24 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1984 a 1992 61

Figura 2.25 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1993 a 2001 61

Figura 2.26 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 2002 a 2010 62

Figura 2.28 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1948 a 1956 período de hidrologia crítica. 64

Figura 2.29 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAh >= 1 65

Figura 2.30 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAh < 1 65

Figura 2.31 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAe >= 1 66

Figura 2.32 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAe < 1 66

Figura 3.1 – Histórico da Energia Armazenada do Sudeste 72

Figura 3.2 – Energia armazenada Sudeste dos cenários escolhidos 73

Figura 3.3 – Capacidade adicional por ano do Plano de 30 anos da EPE 78

Figura 3.4 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível de acordo com os cenários de hidrologia 82

Figura 3.5 – Valor Presente dos custos das térmicas 83

Figura 3.6 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia boa 84

Figura 3.7 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia média 85

Figura 3.8 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia ruim 85

Figura 3.9 – Geração de energia elétrica a partir de fonte eólica com diversos fatores de capacidade 87

Figura 3.10 – Evolução da Potência Eólica 87

Figura 3.11 – Previsão de custos com PR de 87% 89

Figura 3.12 – Previsão de custos com PR de 77% 90

Figura 3.13 – Previsão de custos com PR de 81% 91

Figura 3.14 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível para térmicas e eólicas sem ganho de aprendizado 92

Figura 3.15 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 93

Figura 3.16 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado 94

Figura 3.17 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)94

Figura 3.18 – Custo da emissão de CO2 das térmicas 97

Figura 3.19 – Cenários do estudo 98

Figura 3.20 – Valor Presente dos custos a taxa de 6% 108

Figura 3.21 – Valor Presente dos custos a taxa de 8% 108

Figura 3.22 – Valor Presente dos custos a taxa de 10% 109

Figura 3.23 – Custo total no cenário de hidrologia boa 110

Figura 3.24 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa 110

Figura 3.25 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%. 111

Figura 3.26 – Custo de O&M para térmicas e eólicas nos diferentes cenários de hidrologia. 112

Figura 3.27 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 113

Figura 3.28 – Curva de sensibilidade do custo total das usinas térmicas a valor presente em 2011 114

Figura 3.29 – Curva de Sensibilidade para tecnología eólica 115

Figura 3.30 – Nível de Ruído de diversas atividades 118

Figura 3.31 – Causa das mortes não-naturais de aves 119

Figura 3.32 – Crescimento populacional brasileiro 121

Figura 3.33 – Previsão de atendimento da carga em 2040 com geração hidrelétrica e eólica. 124

Figura 4.1 – Valor Presente dos custos das tecnologias térmicas e eólica no horizonte de 30 anos 129

Figura 4.2 – Previsão de custo de investimento para a energia eólica com base na curva de aprendizado com PR de 87% 130

Figura 4.3 – Valor Presente do custo de investimento das térmicas e eólica com ganho de aprendizado com PR de 77% 131

Figura A.1 – Evolução da Potência Eólica 144

Figura A.2 – Previsão de custos com PR de 87% e capacidade eólica máxima 146

Figura A.3 – Previsão de custos com PR de 77% 147

Figura A.4 – Previsão de custos com PR de 81% 148

Figura A.5 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível para térmicas e eólicas 149

Figura A.6 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 150

Figura A.7 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado 151

Figura A.8 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)152

Figura A.9 – Custo da emissão de CO2 das térmicas 153

Figura A.10 – Valor Presente dos custos a taxa de 6% 157

Figura A.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 8% 157

Figura A.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%..... 158

Figura A.13 – Custo total no cenário de hidrologia boa 158

Figura A.14 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa 159

Figura A.15 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%. 159

Figura A.16 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas..... 160

Figura B.1 – Evolução da Capacidade Térmica 161

Figura B.2 – Valor Presente dos custos das térmicas 165

Figura B.3 – Evolução da Potência Eólica..... 166

Figura B.4 – Previsão de custos com PR de 87%..... 167

Figura B.5 – Previsão de custos com PR de 77%..... 168

Figura B.6 – Previsão de custos com PR de 81%..... 169

Figura B.7 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 170

Figura B.8 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado..... 171

Figura B.9 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)171

Figura B.10 – Custo da emissão de CO2 das térmicas 172

Figura B.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 6%..... 182

Figura B.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 8%..... 183

Figura B.13 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%..... 183

Figura B.14 – Custo total no cenário de hidrologia boa 184

Figura B.15 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa 184

Figura B.16 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%. 185

Figura B.17 – Custo de O&M para térmicas e eólicas nos diferentes cenários de hidrologia 186

Figura B.18 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 186

Figura C.1 – Evolução da Capacidade Térmica a partir de 2016 187

Figura C.2 – Valor Presente dos custos das térmicas 190

Figura C.3 – Evolução da Potência Eólica 191

Figura C.4 – Previsão de custos com PR de 87% 192

Figura C.5 – Previsão de custos com PR de 77% 193

Figura C.6 – Previsão de custos com PR de 81% 194

Figura C.7 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 195

Figura C.8 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado 196

Figura C.9 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)197

Figura C.10 – Custo da emissão de CO2 das térmicas 198

Figura C.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 6% 208

Figura C.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 8% 208

Figura C.13 – Valor Presente dos custos a taxa de 10% 209

Figura C.14 – Custo total no cenário de hidrologia boa 209

Figura C.15 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa 210

Figura C.16 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%. 211

Figura C.17 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas 211

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Evolução do Setor Elétrico Brasileiro 9

Tabela 1.2 – Os 10 países com as maiores capacidades instaladas em 2008, 2009 e 2010 e suas participações no total de eólicas instaladas 12

Tabela 1.3 – Capacidade instalada dos empreendimentos em Operação em 2011 22

Tabela 2.1 – Capacidade instalada Brasileira em 31 de dezembro de 2009 31

Tabela 2.2 – Acréscimo de Potência devido ao PROINFA 32

Tabela 2.3 – Evolução da Capacidade Instalada 33

Tabela 2.4 – Estimativas dos Investimentos 37

Tabela 2.5 – Projeção da expansão da capacidade hídrica 40

Tabela 2.6 – Projeção da expansão da capacidade de fontes alternativas 41

Tabela 2.7 – Projeção da expansão da capacidade térmica 41

Tabela 2.8 – Custo da Geração Eólica 45

Tabela 2.9 – Custo do kW instalado em reais, dólares e euros 45

Tabela 2.10 – Capacidade brasileira contratada em eólicas 46

Tabela 3.1 – Premissas do Estudo 68

Tabela 3.2 – Total da oferta prevista pelo Plano 2030 69

Tabela 3.3: Total da oferta prevista substituindo térmica por eólica 69

Tabela 3.4: Custos da geração nuclear 70

Tabela 3.5: Fator de despacho histórico – Gás Natural 73

Tabela 3.6 – Custo da Geração Térmica a Gás Natural – Ciclo combinado 73

Tabela 3.7 – Custo da Geração Térmica a Gás Natural – Ciclo aberto 75

Tabela 3.8: Custo da geração térmica a carvão 75

Tabela 3.9: Fator de despacho histórico – Carvão 76

Tabela 3.10: Aumento da capacidade instalada térmica 77

Tabela 3.11: Custo de capital das Térmicas (correntes) 78

Tabela 3.12: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas..... 79

Tabela 3.13: Custo de O&M das térmicas 79

Tabela 3.14: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas..... 80

Tabela 3.15: Custo de Combustível hidrologia boa..... 80

Tabela 3.16: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa 80

Tabela 3.17: Custo de Combustível hidrologia média..... 81

Tabela 3.18: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média 81

Tabela 3.19: Custo de Combustível hidrologia ruim..... 81

Tabela 3.20: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim 81

Tabela 3.21: Capacidade térmica substituída por eólica..... 86

Tabela 3.22: Custo de Capital Eólicas 88

Tabela 3.23: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas..... 88

Tabela 3.24: Custo de O&M das Eólicas 88

Tabela 3.25: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas..... 88

Tabela 3.26: Custo de capital em 2030 com PR de 87% 89

Tabela 3.27: Valor Presente do custo de capital em 2030 com PR de 87% 89

Tabela 3.28: Custo de capital em 2030 com PR de 77% 90

Tabela 3.29: Valor Presente do Custo de capital em 2030 com PR de 77%..... 90

Tabela 3.30: Custo de capital em 2030 com PR de 81% 91

Tabela 3.31: Valor Presente do Custo de capital em 2030 com PR de 81%..... 91

Tabela 3.32: Valor Presente dos custos de capital, custos de O&M e combustível térmicos (com custo do gás natural de US$ 7,5/MM BTU), custo de capital eólico com e sem ganho de aprendizado..... 92

Tabela 3.33: Fatores de emissão dos combustíveis carvão e gás natural..... 95

Tabela 3.34: Custo das emissões de CO2 97

Tabela 3.35: Valor Presente do custo das emissões de CO2 em 2011 97

Tabela 3.36: Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado.... 98

Tabela 3.37: Cenário 1 99

Tabela 3.38: Cenário 2 99
Tabela 3.39: Cenário 3 99
Tabela 3.40: Cenário 4 99
Tabela 3.41: Cenário 5 100
Tabela 3.42: Cenário 6 100
Tabela 3.43: Cenário 7 100
Tabela 3.44: Cenário 8 101
Tabela 3.45: Cenário 9 101
Tabela 3.46: Cenário 10 101
Tabela 3.47: Cenário 11 102
Tabela 3.48: Cenário 12 102
Tabela 3.49: Cenário 13 102
Tabela 3.50: Cenário 14 103
Tabela 3.51: Cenário 15 103
Tabela 3.52: Cenário 16 103
Tabela 3.53: Cenário 17 104
Tabela 3.54: Cenário 18 104
Tabela 3.55: Cenário 19 104
Tabela 3.56: Cenário 20 105
Tabela 3.57: Cenário 21 105
Tabela 3.58: Cenário 22 105
Tabela 3.59: Cenário 23 106
Tabela 3.60: Cenário 24 106
Tabela 3.61: Cenário 25 106
Tabela 3.62: Cenário 26 106
Tabela 3.63: Cenário 27 107
Tabela 3.64: Metodologia de pacotes de leilões 116

Tabela 3.65: Projeção do PIB 121

Tabela 3.66: Consumo de eletricidade na Itália e Espanha 122

Tabela 3.67: Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada estágio e por Estado 123

Tabela A.1: Custo de Capital Eólicas 144

Tabela A.2: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas 145

Tabela A.3: Custo de O&M das Eólicas 145

Tabela A.4: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas 145

Tabela A.5: Custo de capital em 2030 com PR de 87% 146

Tabela A.6: Valor Presente do custo de capital até 2030 com PR de 87% 146

Tabela A.7: Custo de capital até 2030 com PR de 77% 147

Tabela A.8: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 77% 147

Tabela A.9: Custo de capital em 2030 com PR de 81% 148

Tabela A.10: Valor Presente do Custo de capital com PR de 81% 148

Tabela A.11: Custo das emissões de CO2 153

Tabela A.12: Valor Presente do custo das emissões de CO2 153

Tabela A.13: Cenário 1 153

Tabela A.14: Cenário 2 154

Tabela A.15: Cenário 3 154

Tabela A.16: Cenário 4 154

Tabela A.17: Cenário 5 154

Tabela A.18: Cenário 6 155

Tabela A.19: Cenário 7 155

Tabela A.20: Cenário 8 155

Tabela A.21: Cenário 9 156

Tabela B.1: Montante térmico do Plano de 30 anos da EPE a partir de 2015 161

Tabela B.2: Custo de capital das Térmicas 162

Tabela B.3: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas 162

Tabela B.4: Custo de O&M das térmicas 162
Tabela B.5: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas 162
Tabela B.6: Custo de Combustível hidrologia boa 163
Tabela B.7: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa 163
Tabela B.8: Custo de Combustível hidrologia média 163
Tabela B.9: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média 164
Tabela B.10: Custo de Combustível hidrologia ruim 164
Tabela B.11: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim 164
Tabela B.12: Custo de Capital Eólicas 166
Tabela B.13: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas 166
Tabela B.14: Custo de O&M das Eólicas 166
Tabela B.15: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas 167
Tabela B.16: Custo de capital em 2030 com PR de 87% 167
Tabela B.17: Valor Presente do custo de capital até 2030 com PR de 87% 167
Tabela B.18: Custo de capital até 2030 com PR de 77% 168
Tabela B.19: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 77% 168
Tabela B.20: Custo de capital até 2030 com PR de 81% 169
Tabela B.21: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 81% 169
Tabela B.22: Custo das emissões de CO2 172
Tabela B.23: Valor Presente do custo das emissões de CO2 172
Tabela B.24: Cenário 1 173
Tabela B.25: Cenário 2 173
Tabela B.26: Cenário 3 173
Tabela B.27: Cenário 4 174
Tabela B.28: Cenário 5 174
Tabela B.29: Cenário 6 174
Tabela B.30: Cenário 7 175

Tabela B.31: Cenário 8 175
Tabela B.32: Cenário 9 175
Tabela B.33: Cenário 10..... 176
Tabela B.34: Cenário 11..... 176
Tabela B.35: Cenário 12..... 176
Tabela B.36: Cenário 13..... 177
Tabela B.37: Cenário 14..... 177
Tabela B.38: Cenário 15..... 177
Tabela B.39: Cenário 16..... 178
Tabela B.40: Cenário 17..... 178
Tabela B.41: Cenário 18..... 178
Tabela B.42: Cenário 19..... 179
Tabela B.43: Cenário 20..... 179
Tabela B.44: Cenário 21..... 179
Tabela B.45: Cenário 22..... 180
Tabela B.46: Cenário 23..... 180
Tabela B.47: Cenário 24..... 180
Tabela B.48: Cenário 25..... 181
Tabela B.49: Cenário 26..... 181
Tabela B.50: Cenário 27..... 181
Tabela C.1: Custo de capital das Térmicas 187
Tabela C.2: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas..... 188
Tabela C.3: Custo de O&M das térmicas..... 188
Tabela C.4: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas 188
Tabela C.5: Custo de Combustível hidrologia boa..... 188
Tabela C.6: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa 189
Tabela C.7: Custo de Combustível hidrologia média 189

Tabela C.8: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média 189
Tabela C.9: Custo de Combustível hidrologia ruim 190
Tabela C.10: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim 190
Tabela C.11: Custo de Capital Eólicas 191
Tabela C.12: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas 191
Tabela C.13: Custo de O&M das Eólicas 191
Tabela C.14: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas 192
Tabela C.15: Custo de capital em 2030 com PR de 87% 192
Tabela C.16: Valor Presente do custo de capital em 2011 com PR de 87% 193
Tabela C.17: Custo de capital em 2030 com PR de 77% 193
Tabela C.18: Valor Presente do Custo de capital com PR de 77% 193
Tabela C.19: Custo de capital em 2030 com PR de 81% 194
Tabela C.20: Valor Presente do Custo de capital em 2011 com PR de 81% 194
Tabela C.21: Custo das emissões de CO2 198
Tabela C.22: Valor Presente do custo das emissões de CO2 198
Tabela C.23: Cenário 1 199
Tabela C.24: Cenário 2 199
Tabela C.25: Cenário 3 199
Tabela C.26: Cenário 4 199
Tabela C.27: Cenário 5 200
Tabela C.28: Cenário 6 200
Tabela C.29: Cenário 7 200
Tabela C.30: Cenário 8 201
Tabela C.31: Cenário 9 201
Tabela C.32: Cenário 10 201
Tabela C.33: Cenário 11 202
Tabela C.34: Cenário 12 202

Tabela C.35: Cenário 13..... 202
Tabela C.36: Cenário 14..... 203
Tabela C.37: Cenário 15..... 203
Tabela C.38: Cenário 16..... 203
Tabela C.39: Cenário 17..... 204
Tabela C.40: Cenário 18..... 204
Tabela C.41: Cenário 19..... 204
Tabela C.42: Cenário 20..... 205
Tabela C.43: Cenário 21..... 205
Tabela C.44: Cenário 22..... 205
Tabela C.45: Cenário 23..... 206
Tabela C.46: Cenário 24..... 206
Tabela C.47: Cenário 25..... 206
Tabela C.48: Cenário 26..... 206
Tabela C.49: Cenário 27..... 207

LISTA DE ABREVIAÇÕES E SIGLAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG: Banco de Informações da Geração

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CGH: Central Geradora Hidrelétrica

CNPq: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

EOL: Usina Eólica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GN: Gás Natural

GWEC: Global Wind Energy Council

LR: Learning Rate

LEN: Leilão de Energia Nova

MME: Ministério de Minas e Energia

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PDE: Plano Decenal de Energia

PR: Progress Ratio

PROEÓLICA: Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA: Programa de Incentivo às fontes alternativas de energia elétrica

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

SOL: Usina solar fotovoltaica

UHE: Usina Hidroelétrica

UTE: Usina Termoelétrica

UTN: Usina Termo Nuclear

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO **1**

1 EVOLUÇÃO DO PLANEJAMENTO E ESTADO DA ARTE DAS EÓLICAS NO BRASIL E NO MUNDO **4**

1.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro 4

1.1.1 Fase 1 – Investimentos Estrangeiros 4

1.1.2 Fase 2 – Investimentos Públicos 5

1.1.3 Fase 3 – Investimentos Privados 5

1.1.4 Fase 4 – Investimentos Públicos e Privados 8

1.2 Conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro 9

1.3 Estado da arte e Evolução da Energia Eólica 10

1.3.1 América do Norte 13

1.3.2 Europa 14

1.3.3 África 17

1.3.4 Ásia 18

1.3.5 Austrália e Oceania 19

1.3.6 América Latina 20

1.4 Potencial Eólico Brasileiro 23

1.5 Dados sobre Custo da geração eólica 24

1.6 Transmissão 25

1.7 Empresas fabricantes de aerogeradores 26

1.8 Conclusões do Capítulo 29

2 INSERÇÃO EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E COMPLEMENTARIDADE COM O SISTEMA HIDROTÉRMICO **30**

2.1 Plano Decenal EPE - 2010 a 2019 30

2.1.1 Objetivo 30

2.1.2 Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional 31
2.1.3 Carga de Energia 31
2.1.4 Oferta de Energia 32
2.1.4.1 Oferta Hidráulica 33
2.1.4.2 Oferta térmica 34
2.1.4.3 Oferta de Fontes Alternativas 35
2.1.4.4 Oferta Total no SIN 36
2.1.5 Previsão de Investimentos do Plano Decenal 37
2.1.6 Balanço Estático 37
2.1.7 Risco de Déficit 38
2.1.8 Custos Marginais de Operação 39
2.2 Plano EPE 30 anos 40
2.2.1 Objetivo do plano de 30 anos 40
2.2.2 Estimativa de entrada de oferta no horizonte de 20 anos 40
2.2.2.1 Expansão Hidrelétrica 40
2.2.2.2 Expansão de fontes alternativas 41
2.2.2.3 Expansão Termelétrica 41
2.3 Curva de aprendizado da energia eólica: caso brasileiro X outros países 41
2.3.1 Objetivo da Curva de Aprendizado 41
2.3.2 Curva de aprendizado internacional 42
2.3.3 Curva de aprendizado para energia eólica no Brasil 43
2.3.4 Custos futuros de energia eólica com base nas curvas de aprendizado 50
2.3.5 Curva de aprendizado térmicas 53
2.3.5.1 Curva de aprendizado térmica a Gás Natural Ciclo Combinado 53
2.3.5.2 Curva de aprendizado térmica Nuclear 54
2.3.5.3 Curva de aprendizado térmica a Carvão 54
2.4 Complementaridade entre eólicas e hidrelétricas 55

2.5 Conclusões do Capítulo 67

3 ANÁLISE COMPARATIVA DA EÓLICA X CONVENCIONAL TÉRMICA, DESAFIOS E BENEFÍCIOS DA INSERÇÃO DA FONTE EÓLICA 68

3.1 Premissas do Estudo 68

3.2 Oferta térmica para substituição 69

3.3 Custos de geração das térmicas e fator de capacidade 70

3.3.1 Custo da geração térmica nuclear 70

3.3.2 Custo da geração térmica a gás natural – ciclo combinado 71

3.3.3 Custo da geração térmica a gás natural – ciclo aberto 74

3.3.4 Custo da geração térmica a carvão 75

3.4 Custo de Capital das Usinas Térmicas 77

3.5 Custo de O&M das Usinas Térmicas 79

3.6 Custo de Combustível das usinas térmicas 80

3.7 Evolução da expansão da oferta em termos de energia 83

3.7.1 Cenário de Hidrologia boa 83

3.7.2 Cenário de Hidrologia Média 84

3.7.3 Cenário de Hidrologia ruim 85

3.8 Expansão da oferta em termos de potência eólica 85

3.9 Custo de Capital energia eólica – hidrologia média 88

3.10 Custo de O&M Energia eólica – hidrologia média 88

3.11 Ganho de aprendizado energia eólica – hidrologia média 88

3.12 Cálculo do fator de emissão de CO2 por tipo de combustível 94

3.13 Cálculo do fator de emissão de CO2 por usina termelétrica 95

3.14 Análise de Sensibilidade dos parâmetros 98

3.15 Análise de Sensibilidade 113

3.16 Proposta de estratégia para a inserção de eólicas no Sistema Interligado Nacional 115

3.17 Medição dos ventos 117

3.18 Constância dos ventos 117
3.19 Questões ambientais 118
3.19.1 Ruído 118
3.19.2 Interferências Eletromagnéticas 118
3.19.3 Rota migratória de pássaros 119
3.19.4 Emissão de CO2 120
3.20 Análise futura do atendimento a carga 120
3.20.1 Consumo energético e crescimento da carga 120
3.20.2 Atendimento da carga 122
3.20.3 Atendimento da frota de veículos 124
3.21 Conclusões do Capítulo 125
4 SÍNTESE, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 127
5 REFERÊNCIAS 134
6 BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR 141
APÊNDICE A – CAPACIDADE EÓLICA MÁXIMA 144
APÊNDICE B – CAPACIDADE DO PLANO DA EPE ENTRANDO EM 2015 161
APÊNDICE C – COMPARAÇÃO TÉRMICAS SEM NUCLEAR E EÓLICAS 187

INTRODUÇÃO

A capacidade instalada brasileira em 2011 conta com 71% em Hidrelétricas e 28,2% em usinas térmicas, segundo o Banco de Informações da Geração da ANEEL. Essa composição indica a vocação do país para a exploração de fontes hidrelétricas, porém mantendo a complementaridade de outras fontes. Em hidrologias favoráveis, as hidrelétricas reduzem os custos operacionais do Sistema Elétrico e, em hidrologias desfavoráveis, as termelétricas contribuem para a segurança operativa do sistema.

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, instituído pela Lei 10.848/2004 e Decreto 5.163/2004 que a regulamentou, estabeleceu dois objetivos principais para a expansão do Sistema: garantia de suprimento de energia elétrica e modicidade de tarifas e preços. Para atender ao primeiro quesito, exige-se que 100% da demanda seja contratada por parte de todos os agentes de consumo com antecedência de três e cinco anos em relação ao ano de início de suprimento[1] e, para o segundo quesito, que a contratação de energia de novos empreendimentos seja realizada através de leilões de menor preço.

Desde o primeiro leilão, realizado em 2005, até o sétimo leilão de energia nova, o que se verificou foi uma forte expansão através de geração térmica. Do total de energia comercializada nos leilões de energia nova, a participação de termelétricas representa 60,3%, enquanto que a participação de fontes hidráulicas foi de 39,7%. A figura 1.1 mostra o percentual de térmicas e hidráulicas negociado nos leilões de energia nova.

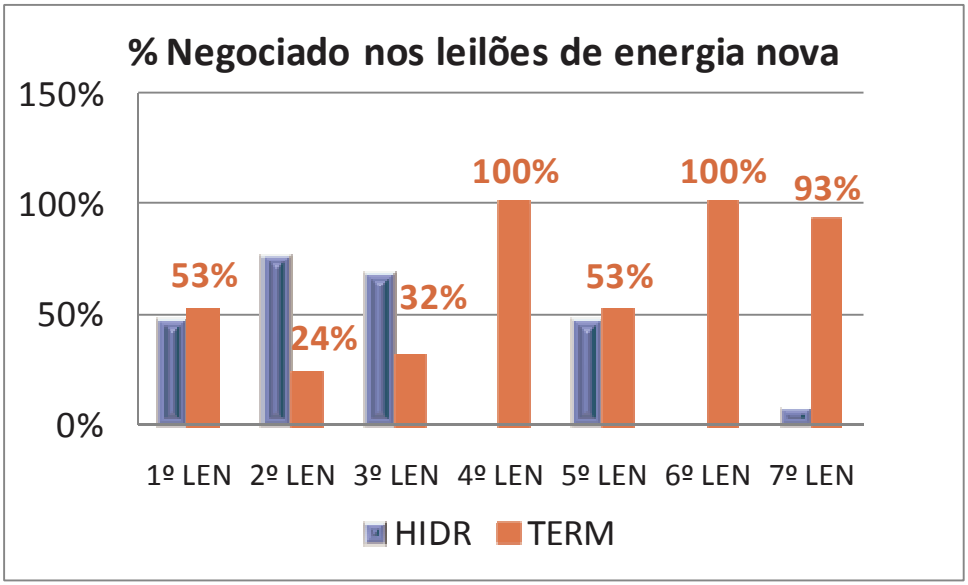


Figura 1.1 – Percentual negociado nos leilões de energia nova

Fonte: Elaboração Própria, com base em CCEE, 2010.

[1] Na prática somente para o mercado regulado (ACR) que tem cerca de 75% da carga. A ausência de transparência nos contratos do mercado livre, cerca de 25% da carga (ACL), causa preocupação quanto a segurança do atendimento.

Apesar disso, em 2009 houve um leilão específico para fontes eólicas, o qual permitiu caracterizar a competitividade dessa fonte renovável para a expansão do sistema elétrico. Em 2010 foi realizado um segundo leilão de fontes alternativas que também se caracterizou por apresentar preços competitivos para a alternativa eólica.

Além disso, o plano decenal 2010-2019 lançado pela Empresa de Pesquisa Energética mostra que apesar dos últimos planos decenais apresentarem uma grande quantidade térmica para a expansão da oferta de energia, este novo plano tem um foco voltado prioritariamente para energias renováveis.

São conhecidas as vantagens da geração eólica: fonte renovável; apresenta reduzidos impactos ambientais, com emissão nula de gases de efeito estufa na operação; tem características de geração distribuída[2], o que reduz as perdas na transmissão e a necessidade de investimentos na ampliação de rede; o regime de ventos é complementar ao regime hidrológico conforme SALLES (2009), o que contribui para a preservação dos níveis de armazenamento.

A hipótese a ser estudada neste trabalho é da eólica se apresentar como uma alternativa para o atendimento do crescimento da demanda de energia juntamente com as hidráulicas, outras fontes alternativas e segurança térmica, considerando-se os aspectos econômicos da tecnologia eólica e curvas de aprendizado indicando sua atratividade.

Assim, este trabalho tem por objetivo principal analisar a viabilidade da implantação de parques eólicos na matriz elétrica brasileira ao invés de adicionar fontes convencionais térmicas conforme ocorreu em muitos leilões de energia no Brasil. Como objetivo específico pretende-se investigar a curva de aprendizado brasileira, a fim de se projetar custos futuros para a energia eólica no Brasil com base na curva de aprendizado. Além disso, um outro objetivo específico seria avaliar a eólica como opção de complementaridade com hidráulica para atendimento da carga no longo prazo, apenas com segurança térmica.

A metodologia adotada no trabalho é de substituição da oferta térmica prevista no plano de 30 anos da EPE pela oferta eólica. Para isso, comparam-se os custos totais da tecnologia térmica (investimento, O&M, combustível e emissão de CO2) com os custos de investimento e O&M da tecnologia eólica. A curva de aprendizado visa identificar no longo prazo a competitividade da eólica.

O primeiro capítulo do trabalho apresenta uma visão geral da evolução do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro a fim de mostrar que o Setor apresentou modificações ao passar dos anos, ajustando-se às mudanças tecnológicas e econômicas, e que pode ocorrer também no futuro. Ainda este capítulo mostra o desenvolvimento e o estado da arte da tecnologia eólica no Brasil e no mundo e os mecanismos de incentivos que contribuíram para redução dos custos e viabilidade da fonte nos outros países. Fabricantes de

[2] Geração Distribuída: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, conforme Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

aerogeradores no Brasil e no mundo são identificados no capítulo, além de apresentar informações principais da visita técnica na empresa de aerogeradores e pás Wobben Windpower Sorocaba.

O segundo capítulo apresenta o plano decenal de energia elétrica da EPE para o período 2010-2019 através de informações de oferta, carga, balanço de energia, riscos de déficits e custos marginais de operação, identificando as fontes renováveis como prioritárias. O plano de 30 anos da EPE, realizado em 2007, apresenta a projeção da oferta térmica, hidráulica e de fontes alternativas para as próximas décadas. O capítulo também investiga a curva de aprendizado para energia eólica no Brasil a fim de se verificar a redução em seus custos com o aumento de escala/aprendizado. Em seguida estas são comparadas com as curvas de aprendizado de outros países. São projetadas curvas de custos futuros para a energia eólica até 2030 com base em cenários de aprendizado e considerando a evolução da oferta do plano de 30 anos da EPE. Analisa-se também no capítulo a complementaridade dos ventos com a energia natural afluente do Nordeste, onde se determina o fator de capacidade médio da tecnologia eólica.

No terceiro capítulo é feito um levantamento da capacidade térmica prevista para entrar em operação até 2030 pelo plano de 30 anos da EPE e são calculados custos (combustível, investimento, operação/manutenção, emissões de CO2) para sua entrada em operação. Em seguida é desenvolvido um cenário de substituição da energia de geração térmica prevista por geração eólica, a fim de comparar os custos com esta fonte alternativa. É analisada com a curva de aprendizado vista no segundo capítulo a viabilidade da inserção eólica no sistema hidrotérmico brasileiro para o horizonte de 20 anos. São estudadas as principais dificuldades encontradas para a geração de energia eólica, tais como dificuldades para medições dos ventos, constância dos ventos, além de dificuldades ambientais como ruído, rota de pássaros, etc. O capítulo também engloba a análise do atendimento da carga de energia com usinas eólicas e hidráulicas no horizonte de 30 anos, quando se assume que haverá uma estabilização no crescimento populacional e do consumo de energia.

O quarto e último capítulo apresenta o sumário, conclusões e recomendações, avaliando barreiras existentes à geração de eletricidade a partir da energia eólica e propondo políticas que a incentive, além de se discutir as limitações do trabalho, bem como se ressalta a possibilidade de estudos posteriores para aprofundamento do estudo.

Este trabalho apresenta três apêndices. O primeiro analisa os custos da eólica em comparação com as térmicas, levando-se em consideração uma capacidade máxima para eólicas, ou seja, com escassez de hidrologia, sendo então necessário uma maior capacidade eólica para atendimento da demanda. O segundo apêndice também compara os custos das eólicas com as térmicas, sendo que a capacidade eólica se torna maior, já que é considerado o montante do plano da EPE de 30 anos térmico entrando como se fosse eólico em 2015, enquanto que no trabalho foi considerado em 2020. No terceiro apêndice analisam-se os custos, retirando-se a térmica nuclear das fontes térmicas, que possui maior custo de instalação.

1 EVOLUÇÃO DO PLANEJAMENTO E ESTADO DA ARTE DAS EÓLICAS NO BRASIL E NO MUNDO

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro desde seu princípio, bem como analisar a situação da energia eólica em alguns países do mundo e no Brasil.

1.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

Segundo MELLO (2008), o setor elétrico pode ser dividido em quatro fases:

- Fase 1: 1879 - 1944 – Investimentos Estrangeiros
- Fase 2: 1945 - 1989 – Investimentos Públicos
- Fase 3: 1990 - 2002 – Investimentos Privados
- Fase 4: Após 2002 – Investimentos Públicos e Privados

1.1.1 Fase 1 – Investimentos Estrangeiros

As primeiras usinas de energia elétrica no Brasil surgiram no século XIX. Conforme MELLO (2008), entre 1880 e 1900, caracterizou-se pela construção de pequenas usinas geradoras, para atender serviços públicos de iluminação e algumas atividades econômicas, tais como: mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, fábricas de tecidos e serrarias. As usinas eram de pequena potência, em 1900 a capacidade instalada era de 12.085 kW. Até o início do século XX predominou a energia térmica, mas a tendência passou a ser de hidrelétricas com a entrada em operação da primeira usina da Light.

A Light, empresa canadense, obteve a concessão do serviço de transporte urbano em bondes elétricos de São Paulo, por 40 anos, além da concessão para atuar no campo da geração e da distribuição de energia elétrica. Com o monopólio de fornecimento de energia elétrica, a empresa aumentou significativamente sua capacidade nas primeiras duas décadas do século XX. Em 1901, foi inaugurada a primeira hidrelétrica de grande porte (em relação à época), a hidrelétrica de Parnaíba com capacidade de 2000 kW. Depois, houve diversas ampliações da capacidade instalada da usina para atender a expansão da demanda de energia. MELLO (2008)

Junto com a Light, outra empresa que realizou expansões para o setor elétrico foi a Amforp (American Foreign Power). Em 1930, essas duas empresas estrangeiras já tinham o monopólio de praticamente todas as áreas desenvolvidas do país. Entre os anos de 1930 a 1945, o incremento de potência instalada no país se mostrara baixo: passou de 779 a 1342 MW. Em hidrelétricas, este acréscimo passou de 630 para 1080 MW, conforme MELLO

(1999). Nestes quinze anos, a demanda por energia elétrica cresceu mais que a oferta. A demanda nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro cresceu 250%, devido a industrialização acelerada, sendo que a capacidade instalada cresceu apenas 72,3%. Esse aumento do consumo eliminou a folga que havia no sistema nos anos 20, acarretando no início dos anos 40, em risco de falta de energia. Devido a crise de 1929 e da Segunda Guerra Mundial, as empresas encontraram dificuldade na importação de máquinas, equipamentos e bens de capital para a expansão do setor elétrico. Dessa forma, o setor privado teve menor interesse em realizar novos investimentos de grande porte, dando início a um período que predominou o investimento público.

1.1.2 Fase 2 – Investimentos Públicos

De acordo com MELLO (2008), o Estado assumiu programa de investimentos expressivos em geração e transmissão, através de empresas estaduais e federais criadas para esta finalidade. A meta do Governo era fornecer energia barata, evitando aumento na tarifa. Os investimentos das estatais não visavam lucros, mas a expansão do setor e o atendimento da demanda. A nacionalização do setor ocorreu com a compra das empresas da Amforp, em 1964, e do grupo Light, em 1979. Apesar de não haver nenhuma restrição à participação do capital privado, a política praticada conduziu à estatização quase total do setor. Os grandes investimentos das empresas estatais e o fortalecimento da Eletrobrás ocorreram entre 1967 e 1974. A Eletrobrás passou a centralizar a operação e o planejamento dos investimentos. As concessionárias estatuais: CESP, CEMIG, COPEL e CEEE começaram a questionar a prioridade dada pelo governo aos investimentos da Eletrobrás. Em 1987, algumas concessionárias decidiram interromper o pagamento das cotas da Reserva Global de Garantia (RGG)[3] e da Reserva Global de Reversão (RGR)[4], além de atrasarem o pagamento da energia suprida pelas geradoras federais e Itaipu. O início da década de 90 foi o período financeiro mais crítico para o setor de energia elétrica, com a escassez das fontes de financiamento e a inadimplência generalizada. O modelo setorial foi reformulado para atrair investimento privado.

1.1.3 Fase 3 – Investimentos Privados

Segundo MELLO 2008, a liberalização do setor teve inicio na primeira metade da década de 90, com o governo Collor. Os três governos da década, Fernando Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique, atuaram para a liberalização do setor, em busca da entrada do

---

[3] Reserva Global de Garantia: Conta movimentada pela ELETROBRÁS para prover recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, sob expressa determinação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE

[4] Reserva Global de Reversão: Conta movimentada pela ELETROBRÁS para aplicação nos casos de reversão de encampação de serviços públicos de energia elétrica, ou em empréstimos a concessionários, para a expansão dos respectivos serviços.

capital privado e promover competição entre os agentes de geração. O processo de liberalização aumentou no governo FHC, com a redução do papel do Estado em atividades empresariais, privatização das empresas existentes e expansão da oferta de energia elétrica, privilegiando o capital privado.

Medidas da reestruturação do setor:

- Separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Liberalização dos agentes e criação de um mercado atacadista de energia elétrica (MAE, hoje CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica);
- Acesso livre e regulação dos serviços de transmissão e distribuição;
- Criação de um operador independente do sistema (ONS) e de uma agência reguladora (ANEEL).

A Eletrobrás que havia sido criada em 1962, com objetivo de realizar estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, durante a gestão FHC, limitou-se a acompanhar programas federais. Com a entrada do ONS e CCEE, a Eletrobrás deixa de ser controladora dos sistemas interligados, ficando o ONS com a função de garantir a programação, operação, planejamento operacional e despacho de carga.

Em 2001 o Governo decretou o racionamento de energia elétrica revelando que um modelo descentralizado, em base hidráulica predominante requer constante coordenação do planejamento. Conforme SAUER (2003)[5] "A capacidade instalada brasileira cresceu 33% entre 1990 e 2000 contra o aumento de 49% do consumo. Assim, estava evidenciada de maneira insofismável a deterioração da garantia de energia".

Segundo GUEDES FILHO (2003)[6] foram duas as grandes explicações para o racionamento de 2001. A primeira também diz respeito ao desequilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda no sistema elétrico durante a década de 90. Para se garantir o suprimento energético, a energia assegurada[7] deve ser sempre igual ou superior a carga. Desde meados de 1996, conforme Figura 1.2, a carga superava a energia assegurada, deixando o sistema vulnerável e dependente de condições hidrológicas favoráveis.

---

[5] Vide SAUER, I. L. [et al.] – A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Paz e Terra (2003) 94-99. Co-autores: ROSA, L. P.; D´ARAUJO, R. P.; CARVALHO, J. F.; TERRY, L. A.; PRADO, L. T. S.; LOPES, J. E. G.

[6] GUEDES FILHO, E. M. [et al.] – Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada de Investimentos. Consultoria Tendências. São Paulo. 2003

[7] Energia Assegurada: quantidade de energia que se pode gerar de forma consistente por uma usina, ou seja, de forma sustentável no tempo.

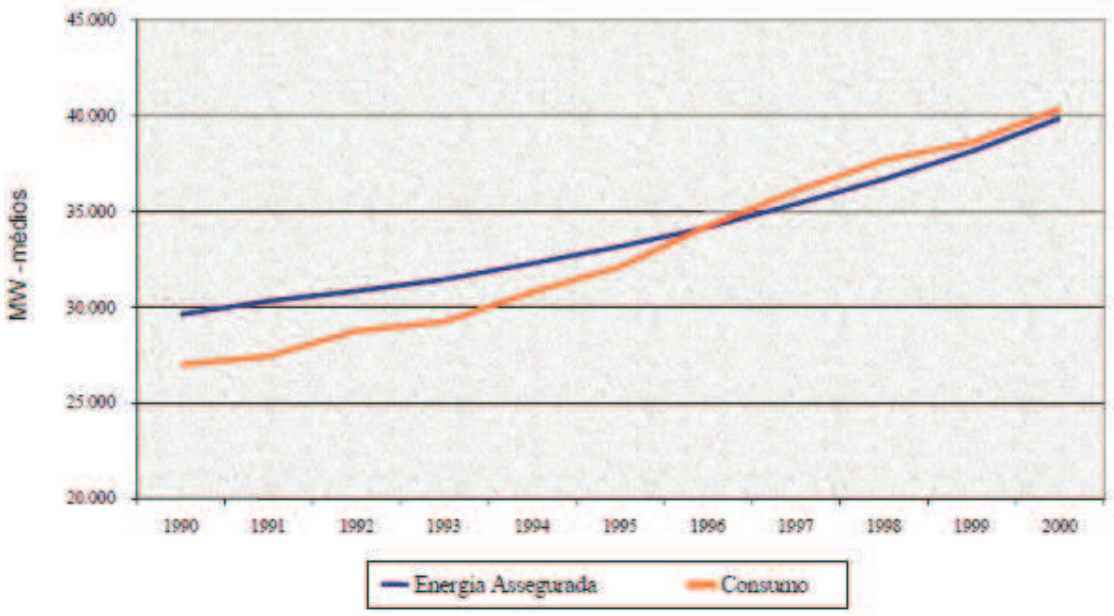


Figura 1.2 – Energia Assegurada e a Carga no Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: Silva e Campagnolo[8] (2001 apud GUEDES FILHO et al. 2003)

A segunda grande explicação foram as hidrologias desfavoráveis que ocorreram nos anos de 1996, 1999 e 2001. Dado o sistema brasileiro de predominância hídrica e usinas termelétricas flexíveis, não se pode eliminar o risco de ocorrer seqüência de anos de hidrologia adversa.

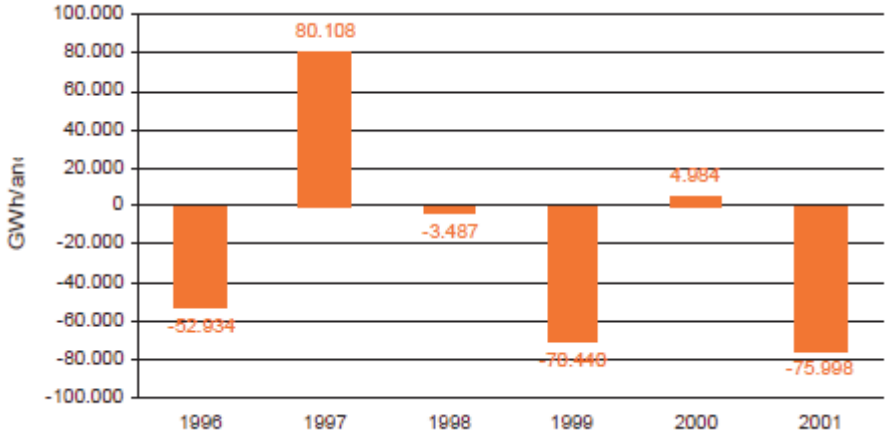


Figura 1.3 – Desvio da Média de Longo Termo[9] da energia natural afluente no sistema elétrico brasileiro

Fonte: ONS (elaboração Tendências)

---

[8] Silva, E. L. e CAMPAGNOLO, J. M. Perspectivas e Desafios para o mercado de energia elétrica brasileiro.Revista Nexus – Ciência e Tecnologia 17 junho de 2001.

[9] Média de Longo Termo (MLT): Média das afluências ocorridas no histórico (1931 até ano disponível).

Também, segundo SAUER (2003)[10] "Ao contrário dos países com predominância termelétrica, a operação atual do sistema brasileiro tem implicações relevantes nas suas condições futuras. Portanto, deve levar em conta a possibilidade de situações de desequilíbrio a longo prazo."

1.1.4 Fase 4 – Investimentos Públicos e Privados

Foi criado no final de 2003, o Modelo Institucional do Setor Elétrico, pelo MME com os seguintes objetivos: modicidade tarifária, universalização do acesso e uso de energia, justa remuneração para os investidores. O modelo propõe dois ambientes de contratação: Livre e Regulado. ACL – Ambiente de Contratação Livre: geradores e consumidores livres negociam preço e quantidade livremente. ACR – caracteriza-se por tarifas reguladas por distribuidoras de energia, onde são realizados leilões de energia.

Em 2004, com o objetivo de aumentar a participação de energias alternativas, foi estabelecido o PROINFA (Programa de Incentivo as fontes alternativas de energia elétrica).

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, teve como objetivo a diversificação da matriz elétrica brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base naquelas fontes, no Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN. O Programa teve como meta a implantação de 3.300 MW de capacidade, sendo assegurada, pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos, dos empreendedores que preencherem todos os requisitos de habilitação e tiverem seus projetos selecionados de acordo com os procedimentos da Lei 10.438/02.

A tabela 1.1 mostra um resumo de tudo que foi mencionado anteriormente em relação a evolução do Setor Elétrico Brasileiro.

[10] Idem nota 5.

Tabela 1.1 – Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

1880	1900	1920	1930 - 45	1960 - 1980	1990	2001	2004
Primeiras usinas Pequenas unidades geradoras Máquinas a vapor Energia térmica	Primeira usina Light Tendência a hidrelétricas Hidrelétrica de Parnaíba 2MW	Usinas de maior porte Desnaciona-lização do Setor Participação do Capital Estrangeiro	Pequeno incremento de potência Demanda cresceu mais que oferta	Nacionaliza-ção do Setor Fortaleci-mento da Eletrobrás: operação e planejamento	Período financeiro crítico Liberalização do Setor para capital privado Reestrutu-ração do Setor	Crise Energética Câmara de Gestão da Crise	Novo Modelo do (ACR/ACL) Contratos 3 a 5 anos PROINFA

Fonte: Elaboração Própria

1.2 Conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro

A geração de energia no sistema brasileiro caracteriza-se pela predominância de uma fonte de energia renovável e limpa: a hidrelétrica. A hidroeletricidade, incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH's), somam aproximadamente 71% da capacidade instalada em 2011, conforme Figura 1.4:

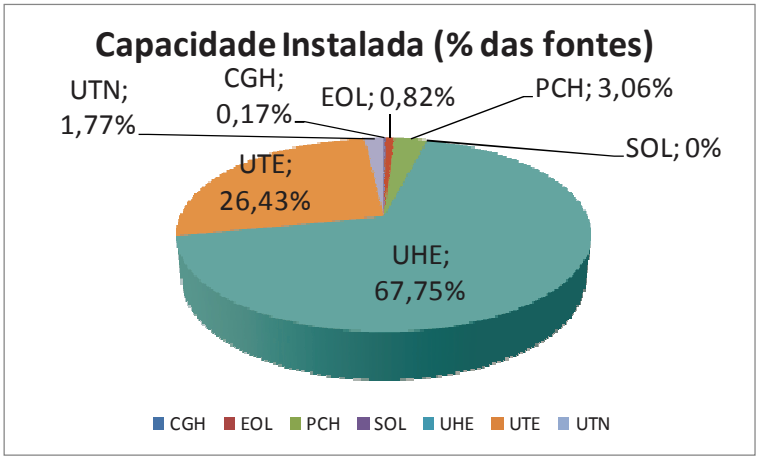


Figura 1.4 – Percentual das fontes na Capacidade Instalada Brasileira

Fonte: ANEEL, 2011

Em épocas com hidrologias desfavoráveis, as disponibilidades hidroelétricas podem não ser suficientes para atender à demanda. Assim, é necessário complementar as necessidades energéticas com a geração de usinas térmicas, que são geradores reserva para situações de hidraulicidade críticas, promovendo o critério de minimização do custo total do atendimento.

Conforme PINTO (2009), as secas ocorrem periodicamente (a cada cinco ou seis anos) e o sistema é planejado para suportá-las, mas isso não ocorre sempre. Grande parte da geração térmica complementar baseia-se no gás natural, que é considerado farto e barato, mas pode se tornar caro e escasso, deixando a reserva comprometida. Muitas usinas queimam diesel, muito mais poluente e acarreta aumento nos preços da energia.

Dessa forma, existe a necessidade da busca de uma alternativa para esta situação, que poderia ser a partir da energia eólica, já que é uma fonte renovável, abundante e poderia ser instalada em regiões mais carentes de energia, como a região Nordeste com grande potencial eólico e também bastante vulnerável as secas. Além disso, pode reverter em curto prazo (aproximadamente seis meses de construção) cenário de escassez de eletricidade, a custos aceitáveis pela sociedade brasileira.

1.3 Estado da arte e Evolução da Energia Eólica

A energia eólica é a energia que provém do vento. Hoje, ela é utilizada para mover aerogeradores, que são grandes turbinas colocadas em lugares de vento em abundância. Para que a produção de energia se torne rentável, necessitam-se de agrupamentos de aerogeradores, denominados parques eólicos. A energia eólica é uma fonte promissora porque é renovável, ou seja, não se esgota. Turbinas eólicas podem ser conectadas em redes elétricas ou em lugares isolados.

De acordo com SALLES (2004), com a crise mundial do petróleo em 1970, norte-americanos e europeus tiveram que buscar fontes alternativas para diminuir a dependência do petróleo e do carvão. Dessa maneira iniciou-se a utilização dos ventos para a geração de eletricidade.

Em 1992, o primeiro aerogerador de grande porte foi instalado em Fernando de Noronha com potência de 75 kW, três pás com 17 metros de diâmetro.

A geração eólica tem apresentado um crescimento dinâmico nos últimos anos ao redor do mundo. Desde 2005, as instalações eólicas vem verificando um aumento médio de aproximadamente 25%. Em 2009, a taxa de crescimento foi de 32%, a maior desde 2001. Em 2010 a capacidade instalada global fechou em 197.039 MW, conforme pode ser observado na figura 1.5:

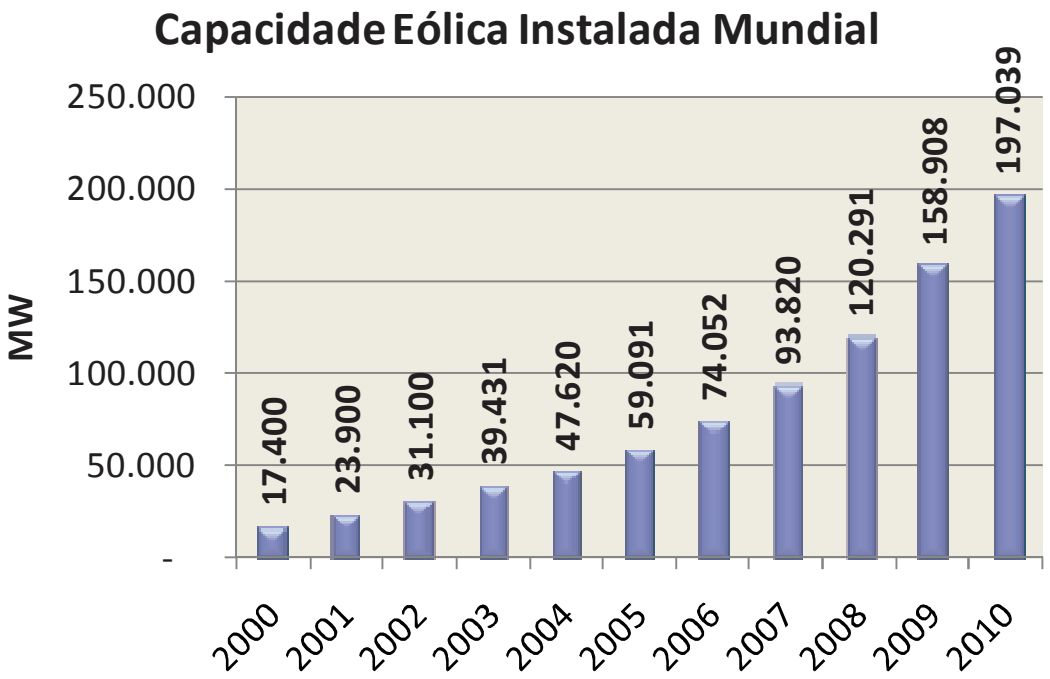


Figura 1.5 – Capacidade Instalada Eólica Mundial

Fonte: Elaboração própria, com base em GWEC 2011

As maiores taxas de crescimento ocorreram no México que quadruplicou a capacidade instalada, a Turquia que aumentou 132%, a China cresceu 113% e Marrocos 104%. A tendência global continua a ser de dobrar a capacidade a cada três anos. O setor teve um expressivo crescimento em 2009 apesar da crise financeira de 2008 e das previsões de várias organizações.

Em relação à capacidade instalada total, a Europa diminuiu sua participação do total de capacidade instalada (com menos de 50% em 2009 e 2010) de 65,5% em 2006 para 61% em 2007, 54,6% em 2008, 47,9% em 2009 e 43,8% em 2010. Entretanto, a Europa ainda é o continente mais forte em eólicas, enquanto a América do Norte e a Ásia estão crescendo rapidamente suas participações. A figura 1.6 mostra as participações continentais da capacidade instalada eólica em 2010:

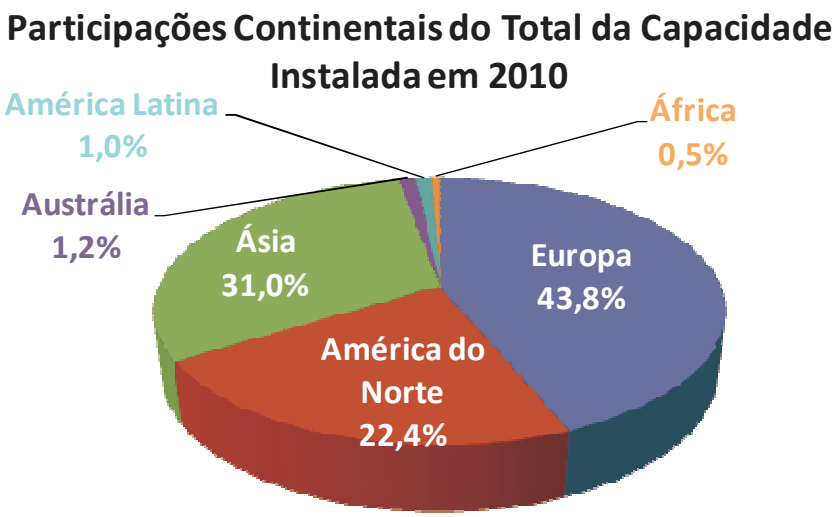


Figura 1.6 – Participações continentais do Total da Capacidade Instalada 2010

Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

A tabela 1.2 mostra os dez maiores produtores de energia eólica e suas capacidades instaladas em 2008, 2009 e 2010.

Tabela 1.2 – Os 10 países com as maiores capacidades instaladas em 2008, 2009 e 2010 e suas participações no total de eólicas instaladas

Capacidade MW	2008	%	2009	%	2010	%
Estados Unidos	25.170	20,8%	35.064	22,1%	40.180	20,4%
Alemanha	23.903	19,8%	25.777	16,3%	27.214	13,8%
Espanha	16.754	13,9%	19.149	12,1%	20.676	10,5%
China	12.210	10,1%	25.805	16,3%	44.733	22,7%
Índia	9.615	8,0%	10.926	6,9%	13.065	6,6%
Itália	3.736	3,1%	4.850	3,1%	5.797	2,9%
França	3.404	2,8%	4.492	2,8%	5.660	2,9%
Inglaterra	3.241	2,7%	4.051	2,6%	5.204	2,6%
Dinamarca	3.180	2,6%	3.465	2,2%	3.752	1,9%
Portugal*	2.862	2,4%	3.535	2,2%	4.009	2,0%
Demais Países	16.693	13,8%	21.391	13,5%	26.749	13,6%
Total dos Países	**120.768**	**100%**	**158.505**	**100%**	**197.039**	**100%**

*Em 2010 passa a ser o Canadá o décimo colocado.

Fonte: GWEC, 2011

A China passou de quarto lugar para o segundo do ranking em 2009, empatando com a Alemanha em 16,3% da oferta mundial. Em 2010 passou a ser líder em capacidade instalada com 40.180 MW.

Por conta da variabilidade e imprevisibilidade dos ventos, a energia produzida por um parque eólico pode ser muito menor do que sua capacidade instalada. “Na Alemanha, o fator

de capacidade[11] médio está estimado entre 20% e 30%; na Argentina, entre 40% e 50%; e, no Brasil, entre 30% e 40%, sendo o litoral nordestino uma área privilegiada". COSTA, CASOTTI e AZEVEDO (2009)

1.3.1 América do Norte

Em 2009 a América do Norte mostrou crescimento da capacidade instalada eólica acima da média global de 39,4%. As preocupações com a segurança energética, a pressão ambiental, a volatilidade de preço dos combustíveis e a redução do custo de novas tecnologias eólicas permitiram a revitalização do setor eólico nos EUA. Entretanto, em 2010 a América do Norte cresceu apenas metade do que cresceu em 2009, conforme Figura 1.7 que mostra a capacidade eólica total instalada da região.

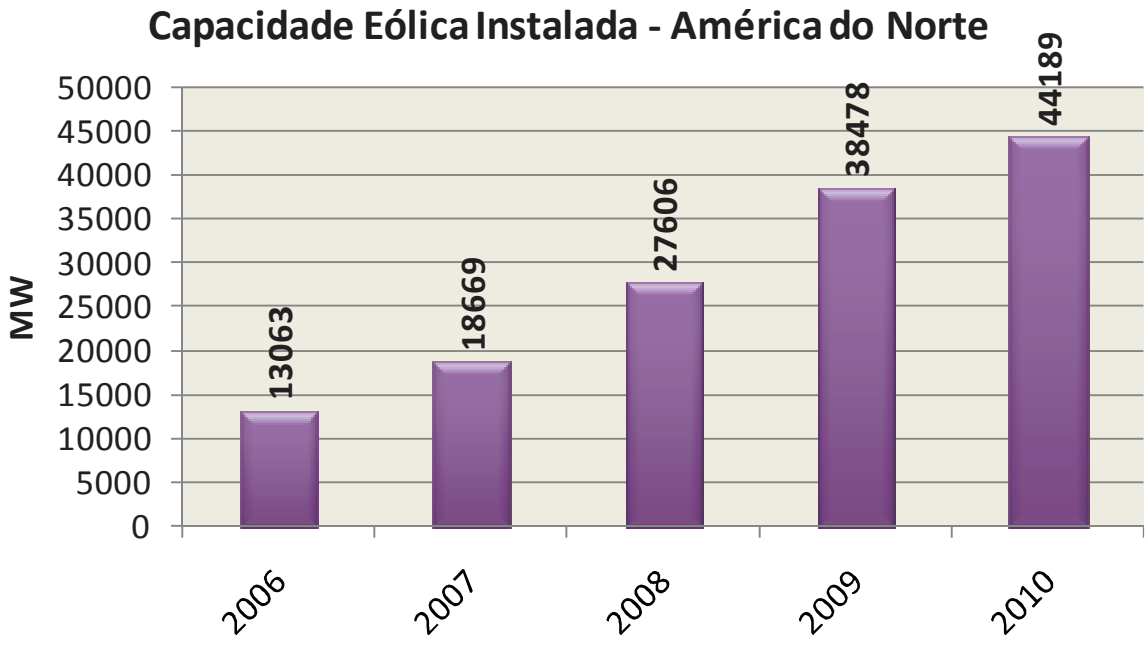


Figura 1.7 – Capacidade Eólica Total Instalada da América do Norte

Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

Estados Unidos

Os Estados Unidos deixou de ser o líder mundial em capacidade instalada em 2010, passando a liderança à China.

Uma política agressiva de incentivos governamentais possibilitou os Estados Unidos a chegar em um grande desenvolvimento em eólicas. Para cumprir a meta de prover 20% da

[11] Fator de Capacidade: medida do total da Potência Média produzida como percentual do total da capacidade instalada.

demanda elétrica até 2030 com energia provinda dos ventos, o governo vem concedendo créditos tributários para estimular a abertura de novas fábricas de aerogeradores e componentes para parques eólicos.

Este crescimento é o resultado direto de uma estabilidade política no país devido à contínua disponibilidade de créditos nos últimos anos. Esta disponibilidade é o incentivo federal dos Estados Unidos para geração eólica, promovendo 1,9 centavos de dólares por kWh como crédito para geração eólica para as turbinas durante os primeiros dez anos de operação do projeto. Para qualificar um projeto, ele deve estar completo e começar a gerar energia enquanto o crédito vigora. O setor de energia é o mais subsidiado da economia americana, sendo este incentivo necessário para ajudar os níveis de energias renováveis no sistema.

O Governo de Ontario introduziu pela primeira vez na América do Norte o sistema de *feed-in tariffs*[12](tarifas fixas).

1.3.2 Europa

A Europa permanece líder em termos de capacidade instalada com potência de 76.218 MW em 2009. Os países da Europa adotaram várias políticas para a energia eólica*: feed-in tariffs*, *tendering systems*[13] (sistemas de leilões) e comercialização de certificados verdes[14]. Os países mais eficientes em implementação de energia eólica são a Espanha, Dinamarca e Alemanha, que adotaram o esquema *feed-in tariffs*. Estes pagam menos pela energia eólica do que a Inglaterra, por exemplo, a qual adotou o sistema de leilões.

A figura 1.8 mostra a capacidade eólica instalada na Europa.

---

[12] *Feed-in tariffs:* Pagamentos por kWh pela eletricidade gerada por uma fonte renovável. Especifica quanto é pago a um preço fixo pela geração de eletricidade e por quanto tempo, sendo que o Governo regula a tarifa.

[13] *Tendering systems*: Uma quantidade fixa de capacidade instalada é anunciada e os contratos são feitos através de um processo de licitação, que oferece aos vencedores um conjunto de condições favoráveis de investimento incluindo subsídios por kW instalado.

[14] Certificados Verdes: Certificados de energia renovável negociados em um mercado paralelo e seu preço é configurado de acordo com as condições de oferta e demanda. Os produtores se beneficiam com a venda destes certificados.

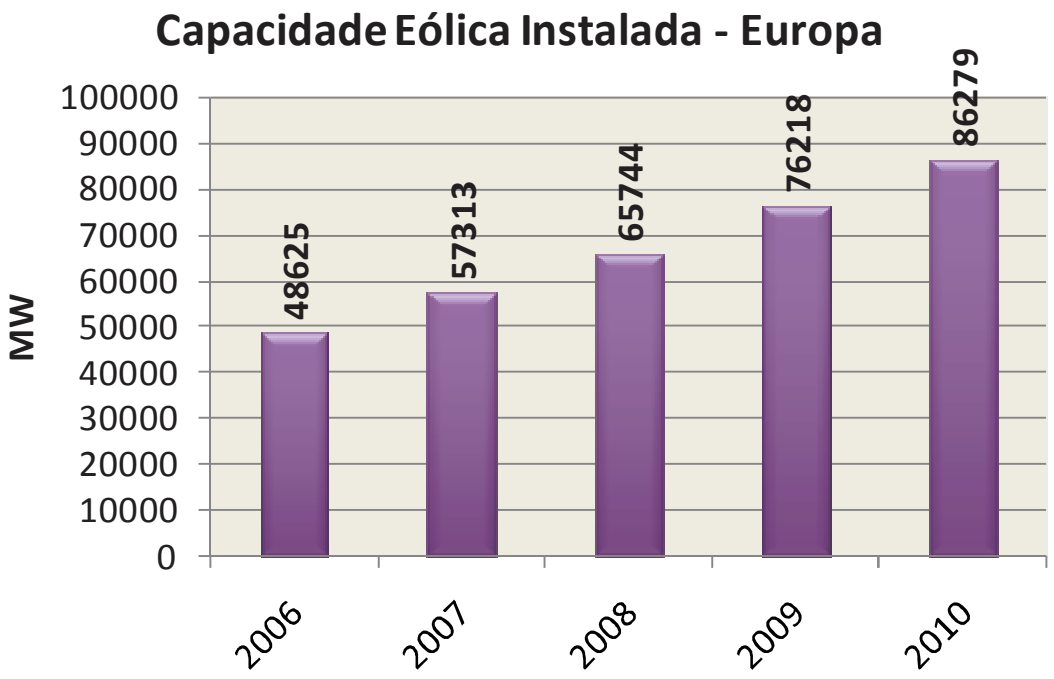


Figura 1.8 – Capacidade Eólica Total Instalada da Europa

Fonte: Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

Alemanha

O sistema Alemão tem se mostrado bastante eficaz no desenvolvimento da energia eólica. Receitas estáveis e preços suficientes para fornecer um retorno satisfatório, juntamente com custos baixos de financiamentos e subsídios para capitalizar em tecnologia têm resultado em altas taxas de crescimento.

A geração eólica é a fonte de energia renovável predominante na Alemanha. O objetivo é alcançar de 25 a 30% da eletricidade proveniente de fontes renováveis, principalmente de fontes eólicas até 2020.

O mercado se tornou otimista com uma lei introduzida pelo governo de tarifa fixa para todos os geradores de energia renovável, que define o preço do kWh a ser pago nos próximos 20 anos, diminuindo o risco de empreendimentos eólicos e atraindo investidores. Assim, as tarifas baixaram consideravelmente como forma de estimular eficiência e são revistas periodicamente para novos projetos a fim de refletir os ganhos tecnológicos.

Espanha

A ascensão da Espanha entre os maiores fabricantes de energia eólica foi possível graças aos incentivos governamentais às fontes renováveis e à fabricação local de equipamentos. Um decreto espanhol previa a instalação de usinas eólicas com potência mínima de 50 MW com incentivos fiscais, garantia de compra de energia através de

celebração de contratos com a concessionária local e fixação de preço de compra. Outro incentivo espanhol de descontos fiscais a desenvolvedores eólicos que adquirissem aerogeradores no próprio país, desenvolveu uma moderna e crescente indústria eólica.

A indústria espanhola está no caminho de chegar a meta do governo de 20.000 MW de capacidade eólica instalada. A associação espanhola de energia eólica (AEEolica) estima que 40.000 MW onshore e 5.000 MW offshore poderão operar em 2020, suprindo até 30% da eletricidade.

Itália

A meta nacional é atingir 12.000 MW em 2020. As principais barreiras para o desenvolvimento continuam sendo as autorizações regionais e dificuldades em conexões com a rede elétrica. Contudo o incentivo do governo à fonte eólica é dado pelo sistema de cotas para energia renovável, no qual o governo decide a quantidade de energia renovável a ser comprada, ficando a cargo do mercado definir o preço. Além disso, os governos podem criar incentivos tributários.

França

A França possui um abundante potencial eólico, e após um pequeno início, o mercado de energia eólica tem observado progressos. Em 2000 havia apenas 30 MW de capacidade, no final de 2007 o país alcançou um total de 2.454 MW. O crescimento da energia eólica na França pode ser explicado pela implantação de um sistema de tarifa fixa em 2001. A meta do governo é alcançar 25.000 MW de capacidade instalada, incluindo *offshore* até 2020.

Reino Unido

A Inglaterra adotou o sistema de leilões para suas fontes de energia renováveis, mas os resultados foram inferiores aos esperados. Apenas 33% dos projetos contratados no quinto leilão foram materializados, havia esperança de redução de preços, mas isso não ocorreu, e assim vários contratos foram fechados com preços tão baixos que não eram suficientes para cobrir os custos da geração (COSTA, 2008; DUTRA&SZKLO, 2008b). Novas regras foram feitas em 2000-2002, colocando taxação para energias não renováveis e uma participação de 3% no total de energia renovável para a eletricidade em 2003, crescendo para 10% em 2010. Mas a meta de 2003 não foi alcançada e em 2008 alcançou apenas 5% (MOLLY, 2009).

Em 2009, a Inglaterra divulgou um plano chamado: "*Low Carbon Transition Plan*", deixando claro que agora o foco seria eólicas *offshore*, com maior potencial no país, e as pequenas *onshore* seriam inclusas em regime de tarifas fixas, em que as distribuidoras deverão comprar energia destas eólicas. O Reino Unido tem uma nova meta, alcançar 15% da sua energia de fontes renováveis até 2020. O país apresenta as maiores condições de ventos da Europa e espera-se que o Reino Unido seja o líder em eólicas da Europa; a Associação

Britânica de energia eólica estima que sejam alcançados 13 GW de capacidade instalada eólica *onshore* e 20 GW *offshore* até 2020.

1.3.3 África

Os governos africanos têm mostrado maior interesse nos potenciais de energia eólica de seus países e mostraram interesse no seu desenvolvimento. Com a introdução do *feed-in tariff* pelo Regulador de Eletricidade Nacional da África do Sul (NERSA), a África do Sul tem a possibilidade de se tornar um exemplo para os outros países do continente. Uma das maiores barreiras para os investimentos eólicos na África é a falta de opções de financiamento.

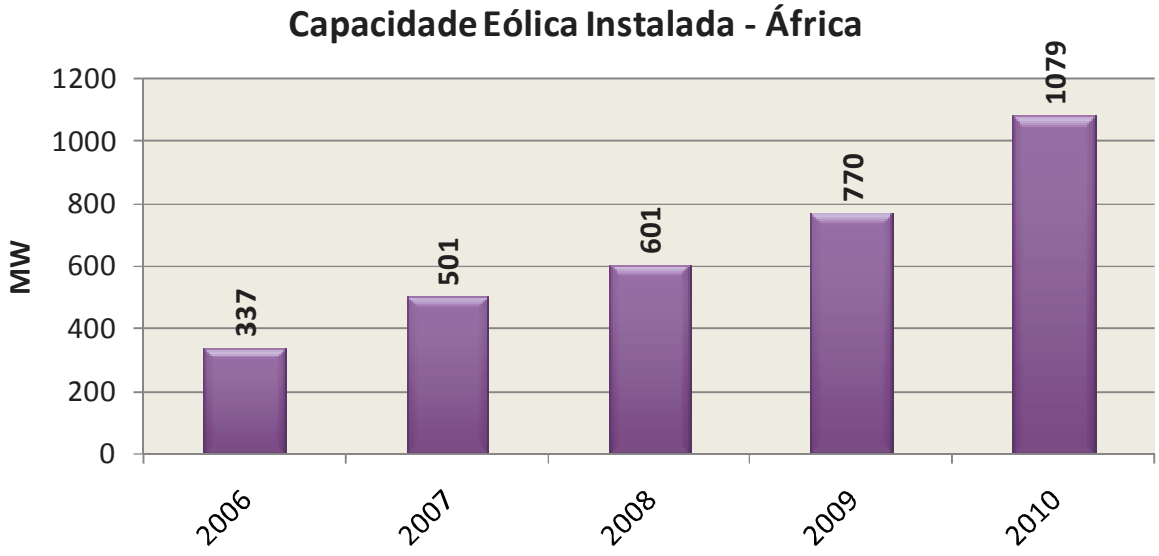


Figura 1.9 – Capacidade Eólica Total Instalada da África, em 2010 África e Oriente Médio.

Fonte: Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

Egito

Egito tem um excelente regime de ventos, particularmente no golfo de Suez, onde a média de ventos alcança 10 m/s. O projeto de Zafarana no Golfo de Suez é exemplo da indústria de energia eólica egípcia. A produção de eletricidade de Zafarana alcançou mais do que 1.000 GWh com um fator de capacidade médio de 40,6%.

Marrocos

Com 3000 Km de costa e altas médias de velocidade de vento (7,5 a 9,5 m/s no sul 9,5 a 11 m/s no Norte), a energia eólica é uma das mais promissoras energias renováveis de Marrocos. O governo marroquino decidiu aumentar a capacidade eólica de 124 MW, provendo 2% do consumo de eletricidade para 1000 MW em 2012. O Programa Nacional de Marrocos para o desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética (PNDEREE)

tem uma meta de aumentar a contribuição de energias renováveis para 20% do consumo de eletricidade até 2012.

1.3.4 Ásia

A Ásia se tornou a locomotiva da indústria eólica em 2009, principalmente pela China e Índia. Por quatro anos consecutivos, a China duplicou suas instalações, o que reflete a prioridade do governo Chinês de alcançar um suprimento de energia sustentável com base em fontes renováveis de energia. A China também introduziu em 2009 o sistema de *feed-in tariffs*, propiciando uma remuneração fixa para o ciclo de vida do projeto. Em 2010 a China passou a ser líder de mercado em capacidade eólica instalada. O mercado indiano mostrou sua robustez e possui uma indústria bem estabelecida. A Coréia do Sul começou a investir em larga escala e cada vez mais empresas do país estão investindo em turbinas eólicas e instalando seus protótipos.

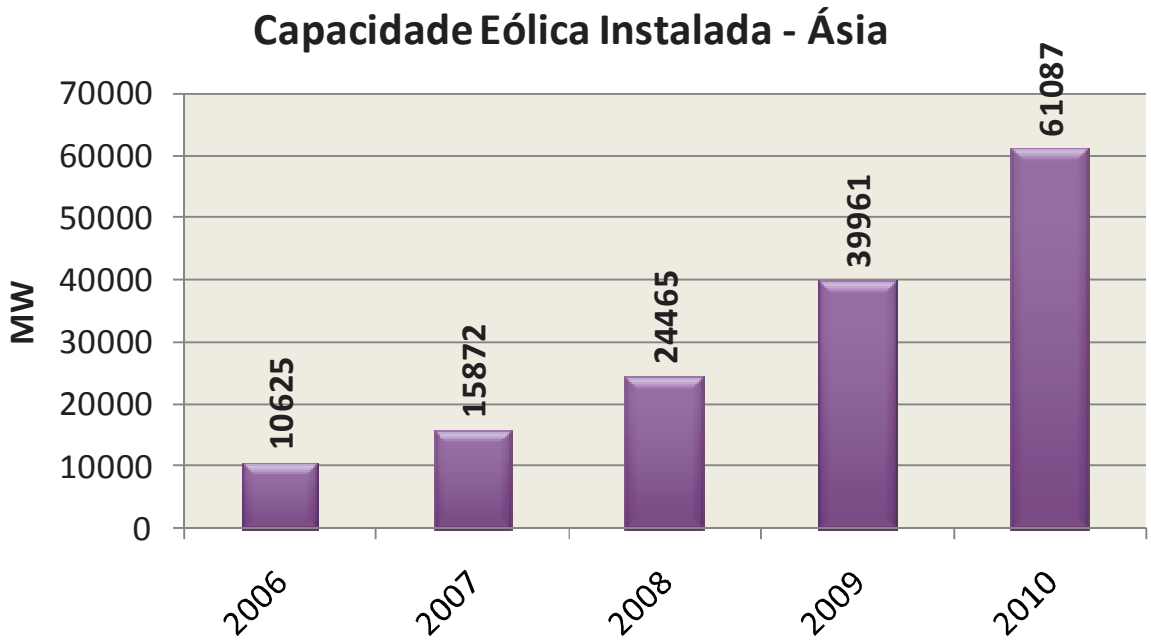


Figura 1.10 – Capacidade Instalada Ásia

Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

China

As regiões com os melhores regimes de vento estão localizadas principalmente ao longo da costa sudeste, norte e oeste do país. O potencial eólico chinês segundo o censo do país é de 2.580 GW *onshore* e *offshore*.

Atendimento a demanda e redução da poluição do ar são as principais forças para o desenvolvimento da energia eólica na China. O país tem recursos substanciais de carvão com custo relativamente baixo, a redução de custo com energia eólica se torna crucial. Isto está sendo alcançado através do desenvolvimento em larga escala de projetos de turbinas.

O governo chinês acredita que a instalação de fábricas de turbinas eólicas traz benefícios para a economia local e ajuda a manter os custos baixos. Desde que a maioria das fábricas estejam localizadas em áreas rurais mais pobres, a construção de plantas eólicas beneficia a economia local através de taxas pagas pelo governo, extensão da transmissão para a eletrificação rural, assim como o emprego da indústria eólica, construção e manutenção. A indústria eólica na China está no auge. No passado, as turbinas eólicas importadas dominavam o mercado, mas isto está mudando rapidamente com o crescimento do mercado e direções políticas tem encorajado a produção doméstica.

Índia

O governo adotou uma política fiscal favorável, que previa uma depreciação acelerada de 80% para projetos eólicos no primeiro ano de instalação, uma isenção do imposto de renda por dez anos, além de outras isenções de impostos alfandegários, de consumo e do imposto sobre as vendas. A Agência para o Desenvolvimento da Energia Renovável da Índia, patrocinada pelo governo, oferece também empréstimos a condições suaves para este tipo de projetos. A Lei sobre Eletricidade de 2003 imprimiu um novo ímpeto, obrigando os estados a fixar uma porcentagem mínima de energia renovável que as empresas de serviços públicos devem comprar e a estabelecer tarifas preferenciais para a compra.

1.3.5 Austrália e Oceania

A Nova Zelândia mostrou um maior crescimento (50,8%) atingindo um montante de 511 MW, enquanto a Austrália teve crescimento de 25,6% com o total de 1877 MW em 2009. No final de 2010, a Nova Zelândia e Austrália apresentaram baixo crescimento conforme pode ser identificado na figura 1.11. A Austrália tem meta de atingir 45.000 GWh ou 20% da demanda de eletricidade em 2020.

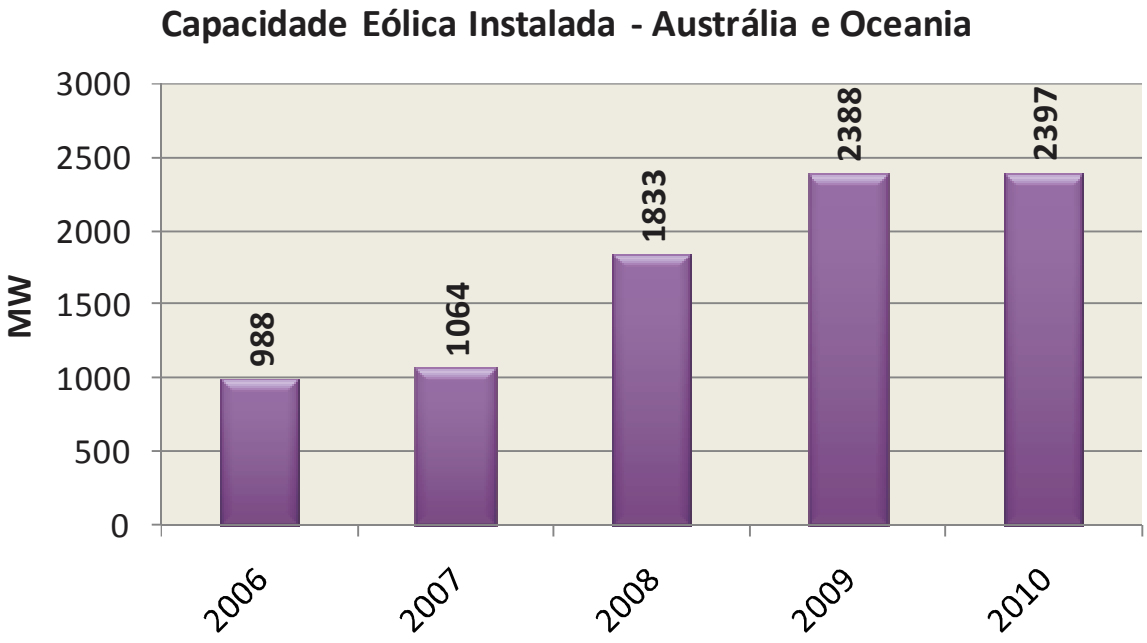


Figura 1.11 – Capacidade Instalada Eólica Austrália e Oceania

Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

Austrália

Com os melhores recursos de ventos do mundo, a Austrália é um mercado privilegiado para a energia eólica. O crescimento da indústria tem vantagem por ser uma economia estável, bom acesso para infra-estrutura de transmissão e bem organizada financeiramente e juridicamente, entretanto o desenvolvimento tem se mostrado mais lento do que o esperado.

1.3.6 América Latina

Com crescimento de 113,3%, a América Latina mostrou o maior crescimento de todas as regiões do mundo em 2009. Este desenvolvimento, após anos de estagnação é devido ao Brasil e ao México. O Brasil tem forte indústria doméstica, com empresas internacionais produzindo turbinas eólicas no país. Em 2010, apesar do crescimento da América Latina não ter sido muito grande em termos absolutos, representa 50% de aumento da capacidade instalada.

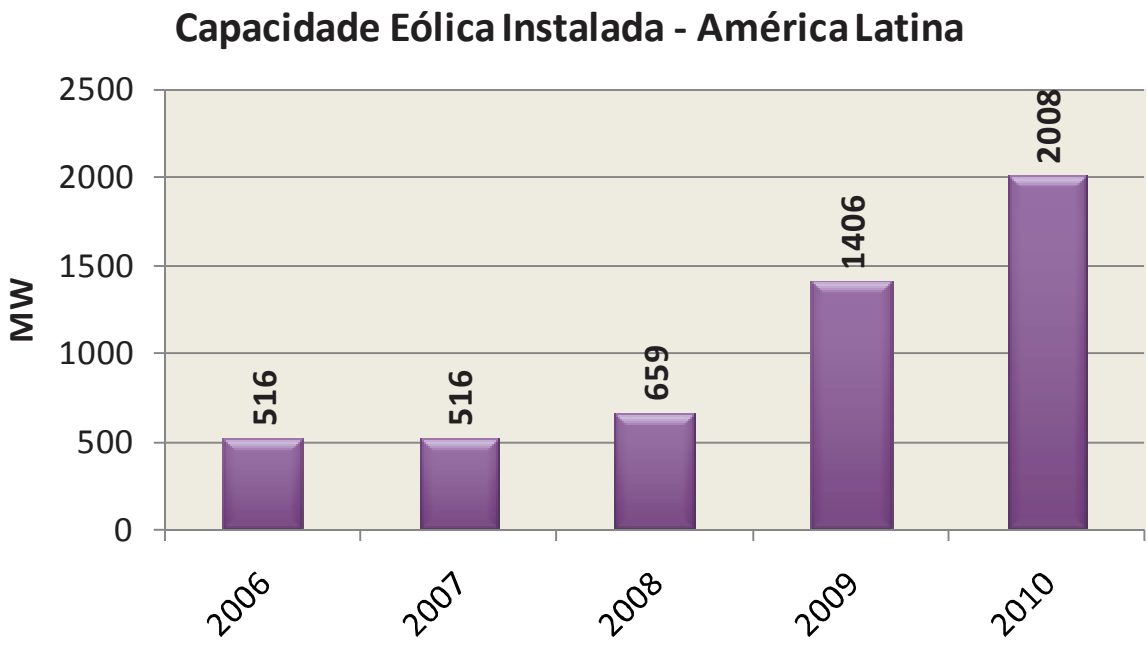


Figura 1.12 – Capacidade Instalada Eólica da América Latina

Fonte: Elaboração própria, com base em World Wind Energy Report 2010.

Brasil

Os programas governamentais vêm incentivando a energia eólica. O PROEÓLICA (Programa Emergencial de Energia Eólica) criado em 2001 pela câmara de gestão da crise de energia elétrica, instituía a implantação de 1.050 MW até dezembro de 2003. Entretanto, o Programa nunca foi regulamentado pela ANEEL e nenhuma usina eólica entrou em operação através dele. Conforme mencionado anteriormente neste capítulo, em 2002 o governo Brasileiro apresentou outro programa denominado PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) para estimular o desenvolvimento de biomassa, eólicas e PCH.

O PROINFA foi dividido em duas etapas. Na primeira delas, o programa garantia a venda dos contratos de 3300 MW, inicialmente dividido em três partes iguais de 1100 MW para cada uma das três tecnologias. A participação da eólica aumentou para 1400 MW. Na segunda etapa do PROINFA a idéia passou a ser das três fontes renováveis representarem 10% do consumo de eletricidade anual dentro de 20 anos. Os contratos firmados do Proinfa estão se beneficiando do ganho de aprendizado, pois foram executados contratos com preços muito favoráveis para os vendedores.

Entretanto, nem todos os contratos do PROINFA se materializaram. O modelo estava errado ao outorgar contratos que eram repassados e negociados mediante ganhos de taxas de desenvolvedor para investidores. Os agraciados pelos contratos outorgados não eram com base em mérito técnico-econômico ou em autenticidade de licença ambiental. De certa forma,

quando a lei foi ajustada, os vencedores já estavam escolhidos e passaram a negociar com investidores o repasse do privilégio de desenvolver os projetos.

Em dezembro de 2009 o Governo Federal viabilizou um leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para fonte eólica, que resultou na contratação de 1.805,7 MW, a um preço médio de venda de R$ 148,39/MWh, sendo que o preço teto inicial era de R$ 189/MWh. Com isso, será viabilizada a construção de 71 empreendimentos de geração eólica nas regiões Nordeste e Sul do Brasil.

De acordo com Dalbem&Gomes (2010), os vencedores do leilão de 2009 ainda estão atrás do processo de habilitação financeira e procurando por capital e financiamento do BNDES, então é cedo ainda para dizer se os projetos deste certame terão mais sucesso do que os projetos do PROINFA.

Em agosto de 2010 ocorreu o segundo leilão de fontes alternativas (A-3) e o leilão de Reserva. Além das fontes biomassa e PCH contratadas, resultaram em 70 projetos de energia eólica, a um preço médio de venda de R$ 130,86/MWh e um montante de 2.047,8 MW.

A geração eólica no Brasil aumentou relativamente muito pouco, alcançando 835 MW em 2010. Nos últimos anos, o país priorizou o desenvolvimento de usinas a biomassa. Entretanto, é esperado um crescimento substancial de energia eólica em um futuro próximo.

No Brasil, a energia eólica é bastante utilizada para o bombeamento de água na irrigação, mas existem ainda poucas usinas eólicas produtoras de energia elétrica, segundo o BIG (Banco de Informações da Geração) da ANEEL, apenas 0,76% dos empreendimentos em operação são de usinas eólicas. Entretanto, o Brasil é o país da América Latina e Caribe com maior capacidade de produção de energia eólica.

Tabela 1.3 – Capacidade instalada dos empreendimentos em Operação em 2011

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.° de Usinas	(kW)		N.° de Usinas	(kW)	
Hidro		895	80.690.564	66,22	895	80.690.564	66,22
Gás	Natural	95	11.329.994	9,30	131	13.111.277	10,76
	Processo	36	1.781.283	1,46			
Petróleo	Óleo Diesel	841	3.909.429	3,21	873	7.026.636	5,77
	Óleo Residual	32	3.117.207	2,56			
Biomassa	Bagaço de Cana	323	6.289.956	5,16	396	7.965.731	6,54
	Licor Negro	14	1.228.898	1,01			
	Madeira	41	369.527	0,30			
	Biogás	12	68.442	0,06			
	Casca de Arroz	6	18.908	0,02			
Nuclear		2	2.007.000	1,65	2	2.007.000	1,65
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,60	10	1.944.054	1,60
Eólica		51	928.986	0,76	51	928.986	0,76
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,70
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
	Total	2.360	121.848.598	100	2.360	121.848.598	100

Fonte: BIG, ANEEL (2011).

1.4 Potencial Eólico Brasileiro

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a ELETROBRÁS em 2001, por meio do CEPEL/CRESESB, lançaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, com informações dos ventos para auxiliar investidores na identificação de locais mais promissores. Existe no Brasil um potencial expressivo para geração de energia eólica. Destacam-se as regiões Nordeste e litoral e interior do Rio Grande do Sul.

A figura 1.13 mostra o potencial eólico brasileiro por regiões. Pode-se observar que o Nordeste possui o maior potencial eólico do País. A região possui aproximadamente metade do potencial do Brasil, avaliado em 143 GW.

Este potencial pode ser maior. Os valores referem-se ao potencial bruto estimado em 2001, aplicando-se os ventos mapeados com a tecnologia da época e ventos a 50 metros de altura. Hoje os aerogeradores possuem potências maiores que as considerados no Atlas e as torres praticamente dobraram de tamanho, permitindo um melhor aproveitamento do vento. Os dados do atlas, reproduzidos no trabalho, são para torres de 50 metros, estado da arte em 2001. Porém, atualmente, o estado da arte evoluiu para torres de 100 metros de altura, com o que as velocidades médias dos ventos tendem a aumentar, propiciando, em geral uma duplicação da capacidade disponível, em termos de energia e potência. Neste caso o potencial eólico brasileiro tende a superar os 300 GW.

Conforme mostra a figura 1.13, o Nordeste é uma das regiões com maiores ventos do Brasil, com 54% do potencial eólico. Na região, toda a zona litorânea apresenta ventos com velocidade entre 6m/s e 9 m/s.

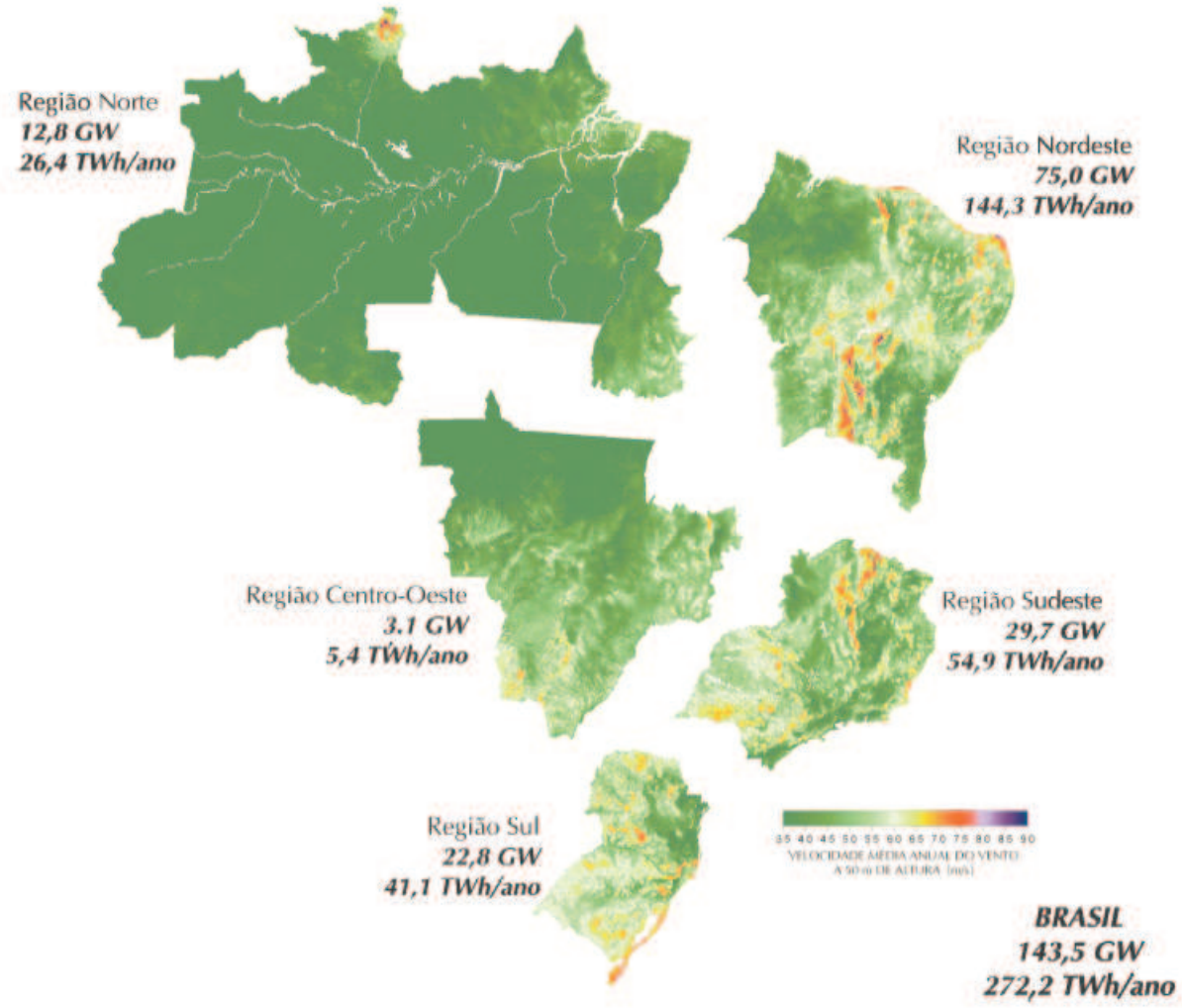


Figura 1.13 – Potencial Eólico Brasileiro

Fonte: Atlas Eólico, 2001

1.5 Dados sobre Custo da geração eólica

Nos últimos anos, muitos fatores contribuíram para reduzir o custo das eólicas. Destacam-se: avanço tecnológico e investimentos, gerando ganhos de escala na fabricação de equipamentos; preocupação com o meio ambiente, pressão contrária da sociedade com relação às fontes convencionais; e políticas governamentais de incentivos à geração de energia eólica e ao desenvolvimento da tecnologia.

Apesar das eólicas serem consideradas de custo elevado em relação às fontes convencionais, há uma tendência de apresentar curva de aprendizado declinante, devido à ampliação do uso da tecnologia. Avanços obtidos com os novos materiais contribuem para reduzir a fadiga dos componentes das turbinas reduzindo custos de manutenção.

O setor enfrenta dificuldade para implantar parques, já que demandam amplos espaços físicos, além das restrições ao uso do solo.

Em relação às eólicas *offshore*, conforme PETERSEN & MARKARD (2009), apresentam vantagens por não ocuparem espaço do continente e no mar os ventos são mais velozes o que aumenta a produtibilidade. Entretanto é uma tecnologia que requer recurso financeiro muito elevado e que nem todos os investidores podem arcar.

O custo total para a geração de eletricidade é normalmente calculado através do custo de investimento com taxa de desconto, adicionados aos custos de O&M para o ciclo de vida de uma turbina eólica, que normalmente é estimada em 20 anos.

1.6 Transmissão

Grande parte das eólicas estão sendo ligadas a redes de transmissão existentes, devido a complementaridade eólica com hidráulica, há o benefício de não haver necessidade de expansão da transmissão em um primeiro momento.

A figura 1.14 mostra as linhas de transmissão do Brasil, evidenciando que na região Nordeste, onde existe o maior potencial brasileiro, já existe um sistema de transmissão que não será utilizado em períodos em que as afluencias são baixas, sobrando espaço para a transmissão da geração eólica.

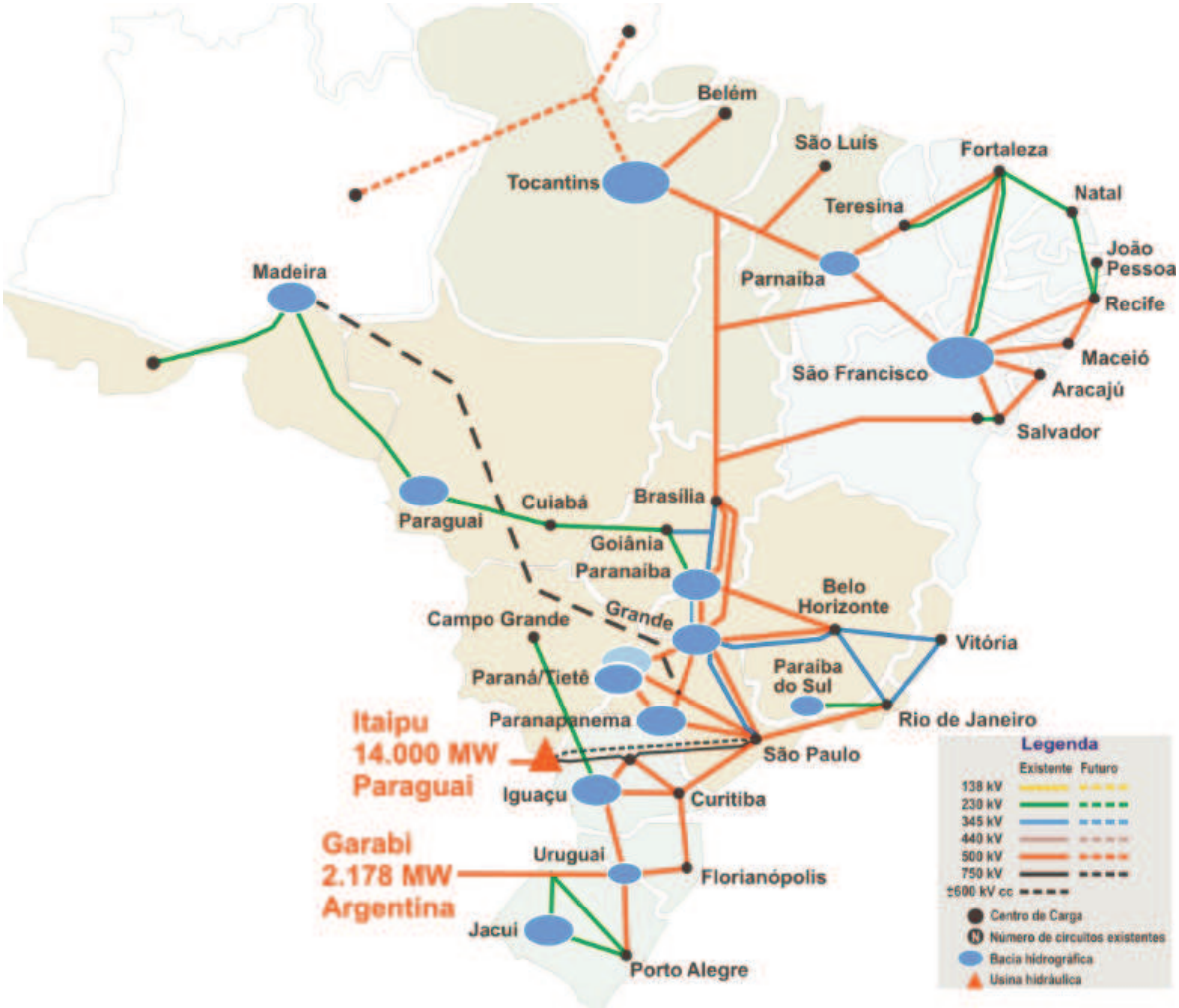


Figura 1.14 – Mapa do sistema elétrico de transmissão

Fonte: ONS (2011).

1.7 Empresas fabricantes de aerogeradores

O crescimento esperado de aumento da capacidade instalada eólica mundial tem estimulado a entrada de mais empresas na Indústria de aerogeradores, que possuía estrutura oligopolista com quatro empresas dominando mais de 70% do mercado mundial (Vestas, GE Wind, Gamesa e Enercon) em 2007. A figura 1.15 mostra a participação de mercado (em %) dos 10 maiores fabricantes de Aerogeradores do mundo em 2010.

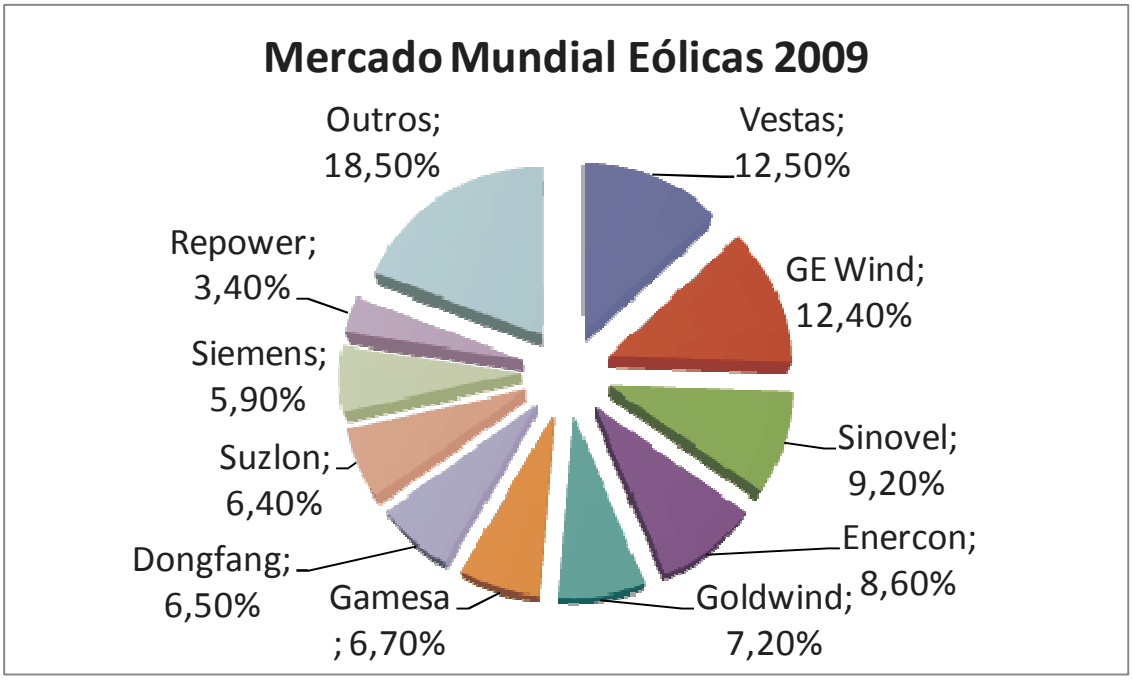


Figura 1.15 – 10 Maiores Fabricantes de Aerogeradores do Mundo – Participação de mercado (%)

Fonte: Wobben Windpower (2010)

No Brasil existem dois fabricantes de aerogeradores: Wobben Windpower e Impsa.

Subsidiária alemã do grupo Enercon, a Wobben foi fundada no Brasil em 1995. Hoje possui fábricas em Sorocaba-SP e Pecém-CE. A fábrica de São Paulo produz aerogeradores e pás e a fábrica do Ceará produz pás e torres de concreto.

Figura 1.16 – Fábrica de pás Wobben Sorocaba

Figura 1.17 – Fábrica de Aerogeradores Wobben Sorocaba

Figura 1.18 – Fábrica Wobben Pecém

Em dezembro de 2009, dos 606 MW instalados no Brasil, 337,7 MW eram aerogeradores da Wobben (55,7%). Para entrada entre 2010 e 2012 devido a contratos do Proinfa e leilões de eólica tem-se um montante de 556 MW. No Brasil, a empresa produz aerogeradores de 800 a 3000 kW, com índice de nacionalização acima de 70%

As informações da Impsa foram retiradas do site da empresa. Empresa subsidiária Argentina, inaugurou sua fábrica de aerogeradores no porto de Suape – PE em setembro de 2008. Os aerogeradores Impsa são de 1,5 a 2,1 MW e possuem vida útil de 20 anos. A empresa está implantando cinco parques eólicos no Brasil, totalizando 300 MW de capacidade instalada, com equipamentos de 1,5 MW.

1.8 Conclusões do Capítulo

Este primeiro capítulo mostra que a matriz elétrica brasileira nem sempre foi de base hidráulica, já teve períodos com base térmica, mostrando que houve modificações na matriz brasileira, ou seja, mudanças podem ocorrer no futuro.

O Brasil hoje apresenta uma base de usinas hidráulicas e usinas térmicas como segurança para o sistema. Em épocas de hidrologia desfavorável, para atender a carga, despacham-se térmicas de reserva. Nem sempre o gás natural, principal combustível para o atendimento da carga, é disponível. Assim, há a necessidade de uma fonte de eletricidade que não apresente problemas como falta de combustível e, além disso, seja limpa e renovável: eólica.

A China passou a ser líder em capacidade instalada em eólica, superando os Estados Unidos em 2010. Vários foram os fatores que permitiram crescimento da energia eólica em países da Europa e Estados Unidos como: incentivos governamentais para estímulo de abertura de novas fábricas de aerogeradores e componentes para parques eólicos; créditos para as turbinas de geração eólica durante os primeiros anos do projeto; tarifas fixas; comercialização de certificados verdes e sistemas de leilões.

A participação eólica na matriz elétrica brasileira é muito pequena, apenas 0,76%. O Proinfa não entregou o número de projetos que apontava. A aposta é que os projetos leiloados em 2009 e 2010 sejam de fato implantados (na sua totalidade) e que hajam novos leilões.

Com um potencial de pelo menos 143 GW, o Brasil possui muitas qualidades para o aumento da capacidade eólica, como grande quantidade de ventos no Nordeste brasileiro e complementaridade entre os regimes de vento e hidrologia, com fator de capacidade em torno de 40% para eólicas.

2 INSERÇÃO EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E COMPLEMENTARIDADE COM O SISTEMA HIDROTÉRMICO

O objetivo deste capítulo é apresentar as bases do plano decenal da EPE 2010-2019 e plano de 30 anos também da Empresa de Pesquisa Energética, a fim de se identificar a trajetória de oferta prevista pelo Governo. O capítulo também visa investigar a curva de aprendizado para a energia eólica para projetar cenários de custos futuros, servindo como base para cálculo dos custos de investimento do terceiro capítulo. Além disso, é analisada a complementaridade da tecnologia eólica com hidráulica na região Nordeste.

2.1 Plano Decenal EPE - 2010 a 2019

2.1.1 Objetivo

O plano decenal da EPE tem como principal objetivo definir um cenário de referência para implementar novas instalações de oferta de energia, necessárias para se atender ao crescimento do mercado. O plano decenal tem a função de orientação para ações governamentais e fornecer sinalização aos agentes, para alocar eficientemente os recursos.

A oferta proposta pelo plano decenal da EPE segue critérios de segurança de suprimento e de minimização de custos de expansão (investimentos em novas usinas, linhas de transmissão e custos de operação). A garantia de suprimento é definida como a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO)[15] e o custo marginal de expansão (CME)[16], com um limite de 5% para risco de déficit[17].

Para este trabalho foi utilizado o Plano decenal da EPE 2010-2019, que prioriza fontes renováveis de energia elétrica (hidrelétrica, biomassa e eólica). Dado que o Brasil possui grande potencial de fontes alternativas de energia elétrica, neste plano decenal elas foram consideradas com prioridade. Além disso, as fontes alternativas, principalmente a eólica, se mostraram bastante competitivas nos últimos leilões de energia, o que torna a priorização mais oportuna.

---

[15] CMO: O custo marginal de operação é definido como o custo de atender uma unidade adicional de carga, com as usinas existentes.

[16] CME: Custo marginal de expansão é o custo de atendimento ao diferencial de carga, considerando obras adicionais no sistema. Foi estimado com base aos preços médios dos leilões de energia nova de 2008 e dos leilões de projetos estruturantes (Santo Antônio e Jirau). O valor de CME foi adotado em R$113/MWh.

[17] Risco de déficit: Probabilidade da oferta ser menor que o mercado de energia

2.1.2 Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional

A capacidade instalada do Brasil em 31 de dezembro de 2009, utilizada para o plano decenal, é dada pela tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Capacidade instalada Brasileira em 31 de dezembro de 2009

Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica [a]	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	**97.233**	**93,9**
Importação Contratada[b]	6.365	6,1
Potência Total com Importação	**103.598**	**100,0**

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW).
(b) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

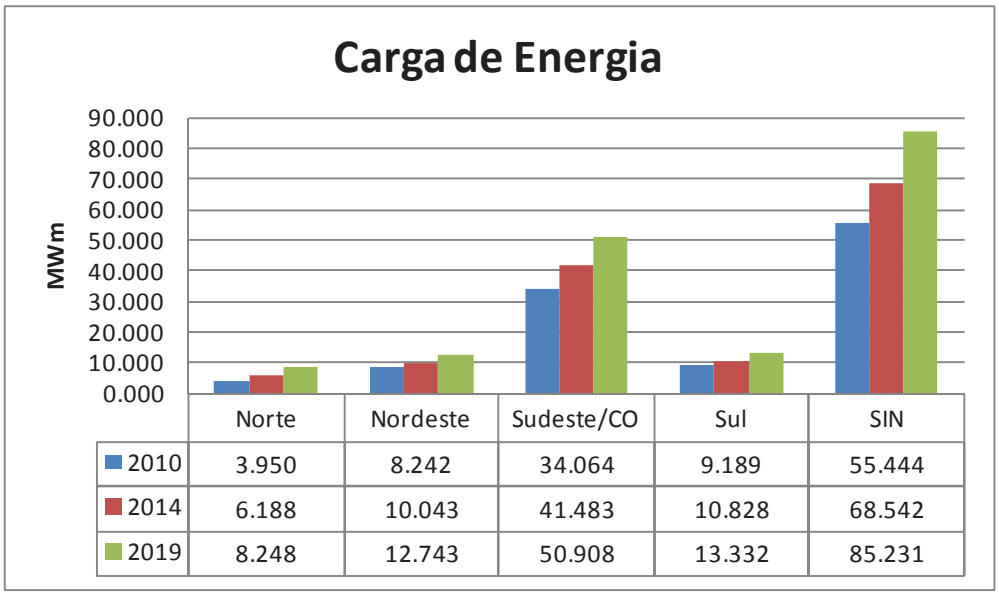
Na tabela 2.1, incluem-se os sistemas isolados que serão interligados no horizonte do estudo.

2.1.3 Carga de Energia

A previsão do consumo de energia é feita por subsistema (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e por classe de consumo (residencial, comercial, industrial e outras classes), utilizando-se parâmetros do mercado de eletricidade e de premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução e de eficiência energética.

Os estudos do plano foram feitos em uma época em que a crise financeira internacional já se refletia no comportamento da carga de energia, principalmente no setor industrial de 2009.

A previsão de carga de energia elétrica considerando um cenário intermediário da EPE para os subsistemas é dada pela figura 2.1:



	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2010	3.950	8.242	34.064	9.189	55.444
2014	6.188	10.043	41.483	10.828	68.542
2019	8.248	12.743	50.908	13.332	85.231

Figura 2.1 – Carga de Energia dos Submercados

Fonte: Elaboração própria, com base em EPE 2007.

Analisando-se os valores da figura 2.1, percebe-se que a previsão de consumo aumenta em média 4,7% ao ano para a região Sudeste, 4,2% para a região Sul, 5,2% para a região Nordeste e 8,5% para a região Norte considerando a entrada de Manaus-Macapá a partir de novembro de 2011. Desta forma, em 2010 o consumo do SIN foi de aproximadamente 55.444 MWm e esperado atingir 85.231 MWm em 2019.

Comparando-se as projeções realizadas para o plano decenal de 2008-2017 com o de 2010-2019, percebe-se que há uma redução de 1815 MWmédios. Esta diferença decorre de alguns fatores como a retração do consumo industrial de energia em 2009, causado pelo efeito da crise financeira internacional.

2.1.4 Oferta de Energia

Os empreendimentos de geração são contratados com antecedência através de leilões de compra de energia, fazendo com que haja um parque de geração já contratado que deverá entrar em operação entre 2010 e 2013. Essas usinas não são objeto dos estudos, são usinas já deliberadas, por terem sido contratadas nos leilões.

As usinas do PROINFA são inseridas de acordo com cronograma do CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico). Foram considerados 137 empreendimentos, sendo: 62 (PCH´s), 21 usinas a biomassa (BIO) e 54 usinas eólicas (EOL). A Tabela 2.2 apresenta o acréscimo de potência devido ao PROINFA, segregado por tipo de fonte, por subsistema e por ano.

Tabela 2.2 – Acréscimo de Potência devido ao PROINFA

Dados do PROINFA (MW)

FONTE	EXISTENTE EM 30/04/2009	2009[a]				2010				TOTAL PROINFA
		SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	878	100	0	0	100	197	7	0	204	1.181
BIO	514	0	0	0	0	36	0	0	36	550
EOL	385	0	0	332	332	163	295	247	706	1.423
TOTAL	1.777	100	0	332	432	396	302	247	945	3.155

(a) Expansão prevista para maio a dezembro 2009

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

A previsão da evolução da capacidade instalada por fonte de geração é dada pela tabela 2.3, desta forma pode-se ter uma idéia do comportamento da matriz no período decenal.

Tabela 2.3 – Evolução da Capacidade Instalada

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HIDRO[a]	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	8.860	9.356	9.856	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
ÓLEO DIESEL	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
PCH	4.043	4.116	4.116	4.516	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
BIOMASSA	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
EÓLICA	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.441	4.841	5.241	5.641	6.041
TOTAL[b]	112.455	118.375	122.676	130.774	133.305	140.935	147.605	152.080	157.628	167.078

(a) Inclui estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo Paraguai.

(b) Não considera a autoprodução, que para estudos energéticos é representada como abatimento de carga.

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

No final do período do decenal, a capacidade instalada do SIN prevê um aumento de 61%, chegando ao término do horizonte com aproximadamente 167,1 GW. Os aproveitamentos de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau representarão 10% da capacidade instalada do SIN em 2019. Incluindo os empreendimentos dos rios Teles Pires, Tapajós e Jamanxim, a participação do conjunto fica em torno de 15% do SIN.

2.1.4.1 Oferta Hidráulica

O acréscimo de potência hidrelétrica para o decenal é de 35.245 MW, sendo aproximadamente 59% deste montante já contratado e o restante em planejamento a partir de 2014. A figura 2.2 detalha a evolução da hidráulica no horizonte decenal.

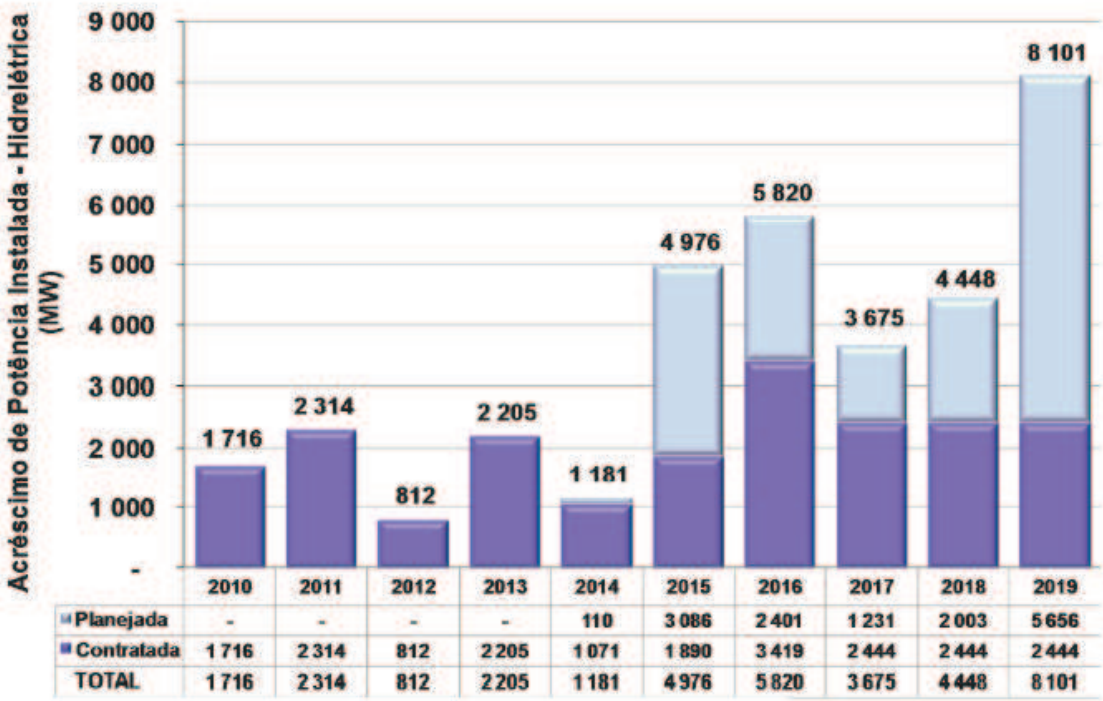


Figura 2.2 – Projeção de Hidrelétricas do Plano Decenal

Fonte: EPE, Plano Decenal 2019

2.1.4.2 Oferta térmica

Em relação à expansão termelétrica fóssil no período do decenal, há um acréscimo de potência instalada de 12.175 MW. Toda essa expansão já está contratada e se subdivide em gás natural, carvão mineral, óleo combustível, óleo diesel e gás de processo. A figura 2.3 mostra o acréscimo de potência instalada para a expansão termelétrica.

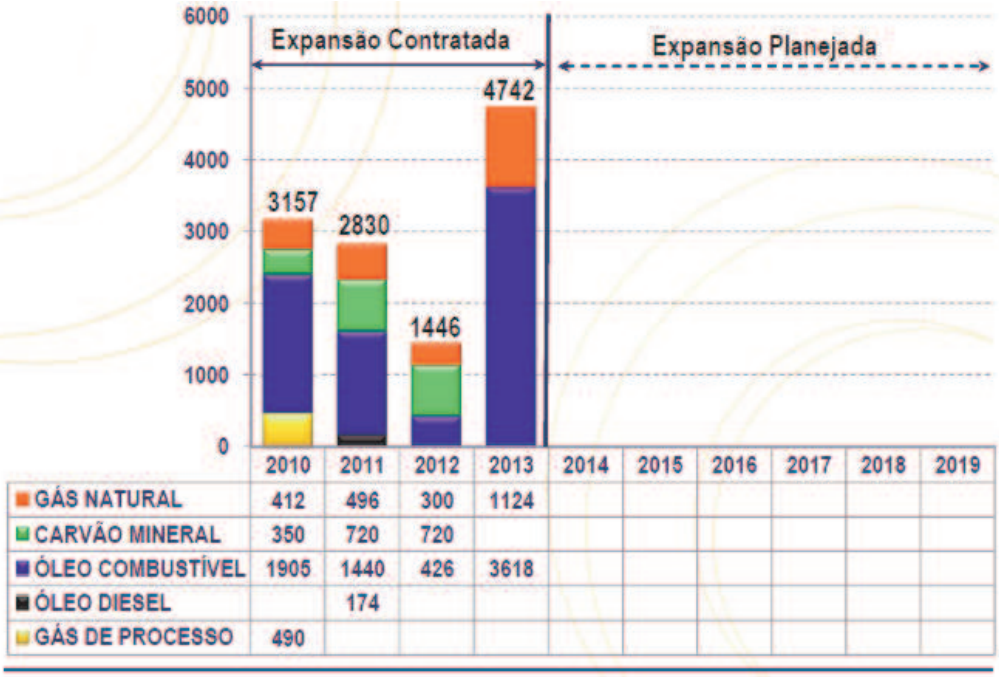


Figura 2.3 – Projeção de Termelétricos do Plano Decenal

Fonte: EPE, Plano Decenal 2019

A usina de Angra 3, prevista para entrar em operação em junho de 2015, aumenta o parque nuclear em 70%, de 2007 MW para 3412 MW.

2.1.4.3 Oferta de Fontes Alternativas

A tendência é a contratação de fontes renováveis dada a sua competitividade, devido aos resultados dos leilões específicos dessas fontes. Não são previstos novos empreendimentos a combustível fóssil, além dos já licitados e em construção, já que a expansão com fontes renováveis apresenta-se mais apropriada.

Considerando o início e o fim do plano decenal, a participação das fontes renováveis aumenta de 12% para 13%, sendo as fontes: biomassa, PCH e eólica. Em relação as hidrelétricas, o aumento da capacidade instalada é de 3%. Já as termelétricas perdem participação, caindo de 19% para 15%. As nucleares mantém sua participação de 2%, considerando a entrada de Angra 3.

O crescimento previsto da energia eólica no período é de 5,3 GW (36% das fontes alternativas), o aumento de biomassa é de 5,4 GW (37% das alternativas) e 3,9 GW para as PCH´s (27% da matriz de alternativas). Do total de 14,6 GW, 6,8 GW está contratado até 2012 e o restante é o planejamento até o final do horizonte. A figura 2.4 mostra a expansão das fontes alternativas.

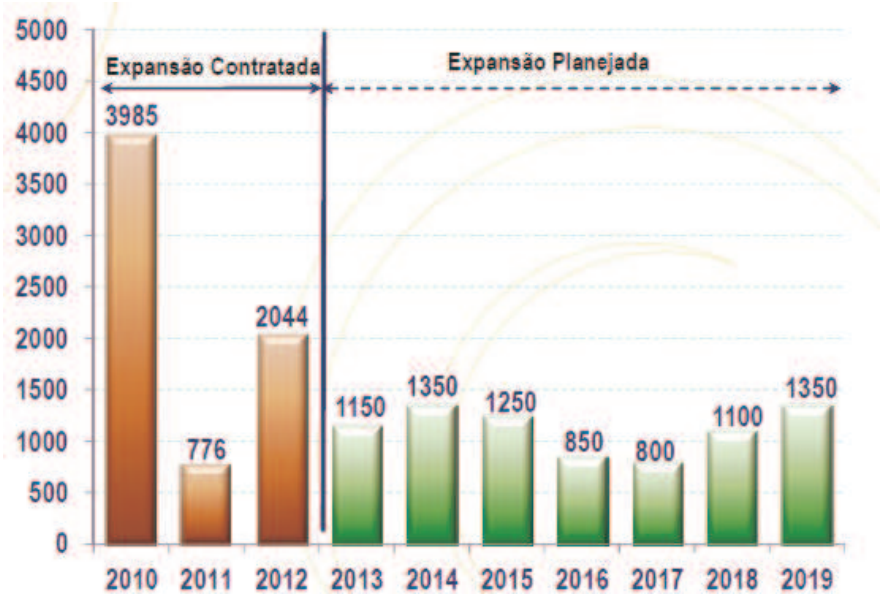


Figura 2.4 – Projeção de Fontes Alternativas do Plano Decenal

Fonte: EPE, Plano Decenal 2019

2.1.4.4 Oferta Total no SIN

A expansão da capacidade total é de 63.482 MW, sendo 23,1% para fontes alternativas, 2,2% urânio, 19,2% para fontes fósseis e 55,5% para fonte hídrica. Do total, 62% já foi contratado, conforme pode ser observado na figura 2.5.

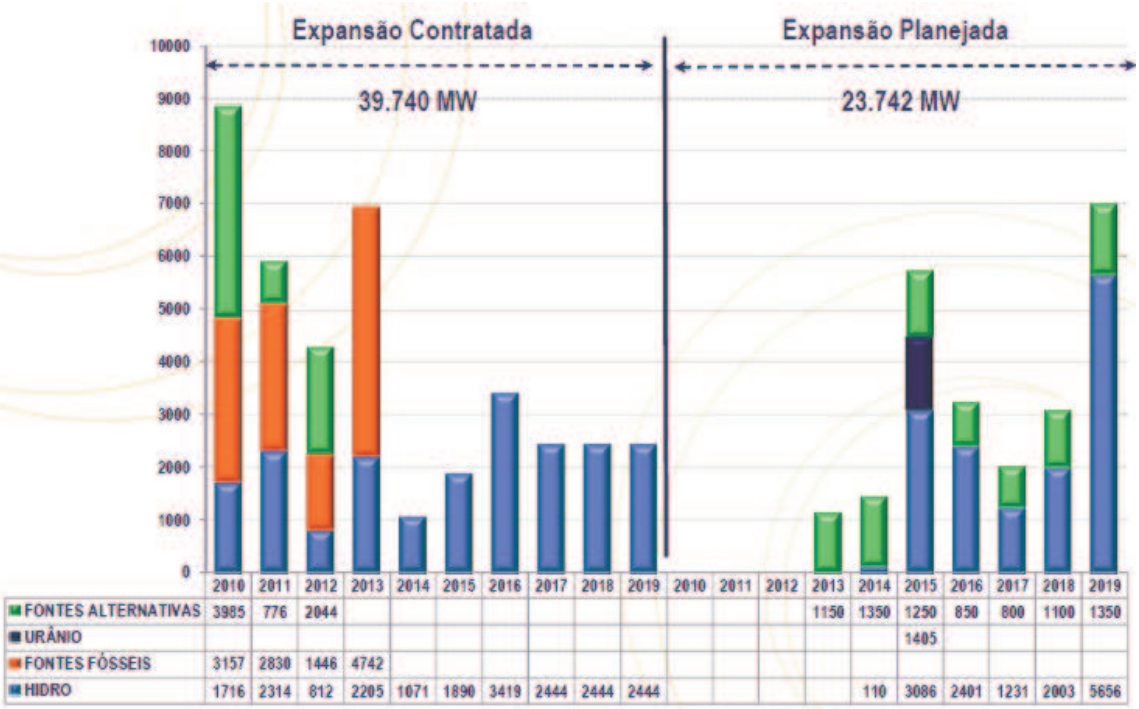


Figura 2.5 – Projeção da Oferta Total do Plano Decenal

Fonte: EPE, Plano Decenal 2019

2.1.5 Previsão de Investimentos do Plano Decenal

O investimento total para o período do plano decenal é da ordem de 175 bilhões de reais, sendo aproximadamente 67 bilhões de reais já investido em usinas com concessão e autorizadas: hidrelétricas, termelétricas e fontes alternativas. O montante a ser investido é de 108 bilhões de reais em usinas indicativas, conforme tabela 2.4, sendo cerca de 70% de hidrelétricas e 30% de outras fontes renováveis (PCH, biomassa e eólica).

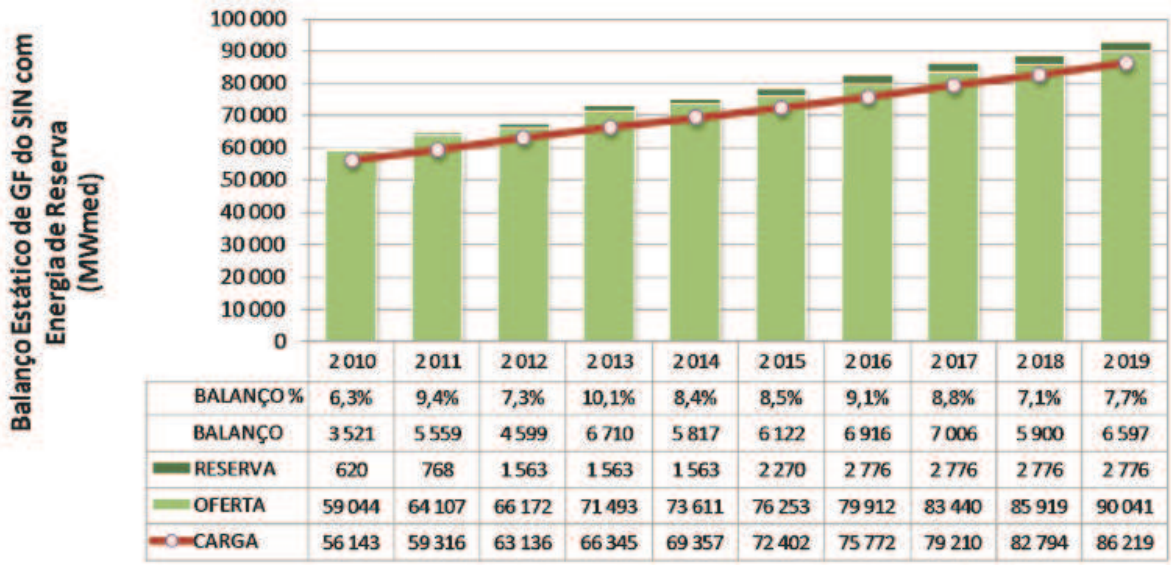
Tabela 2.4 – Estimativas dos Investimentos

TIPO DE FONTE	Usinas com concessão e autorizadas		Usinas indicativas		TOTAL	
	Bilhões R$	%	Bilhões R$	%	Bilhões R$	%
HIDRO	22,3	33%	77,0	71%	99,3	57%
TERMELÉTRICA	28,0	42%	0,0	0%	28,0	16%
- Nuclear	*8,0*	*12%*	*0,0*	*0%*	*8,0*	*5%*
- Gás natural	*3,0*	*5%*	*0,0*	*0%*	*3,0*	*2%*
- Carvão	*5,2*	*8%*	*0,0*	*0%*	*5,2*	*3%*
- Óleo combustível/diesel	*11,7*	*17%*	*0,0*	*0%*	*11,7*	*7%*
PCH + BIOMASSA +EÓLICA	16,9	25%	30,7	29%	47,6	27%
TOTAL	**67,2**	100%	**107,7**	100%	**174,9**	100%

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

2.1.6 Balanço Estático

O balanço estático tem por objetivo avaliar o atendimento estrutural entre oferta e demanda, considerando a configuração hidrotérmica deste plano. A figura 2.6 exemplifica o balanço, considerando a energia contratada nos leilões de reserva.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BALANÇO %	6,3%	9,4%	7,3%	10,1%	8,4%	8,5%	9,1%	8,8%	7,1%	7,7%
BALANÇO	3 521	5 559	4 599	6 710	5 817	6 122	6 916	7 006	5 900	6 597
RESERVA	620	768	1 563	1 563	1 563	2 270	2 776	2 776	2 776	2 776
OFERTA	59 044	64 107	66 172	71 493	73 611	76 253	79 912	83 440	85 919	90 041
CARGA	56 143	59 316	63 136	66 345	69 357	72 402	75 772	79 210	82 794	86 219

Figura 2.6 – Balanço Estático do Plano Decenal

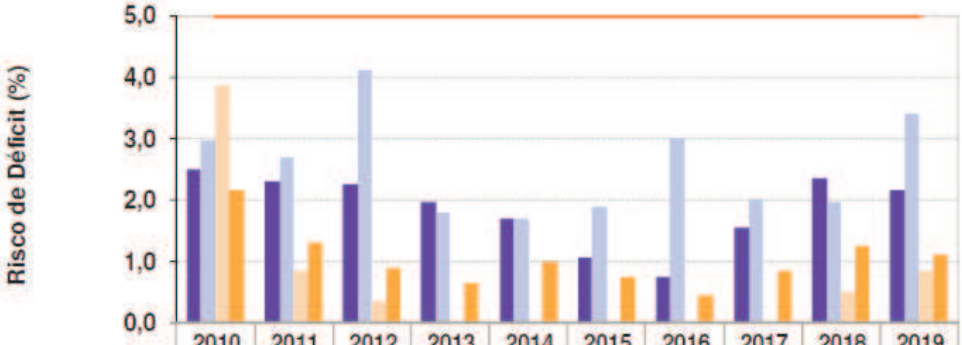
Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

Através da figura, observa-se um excedente de oferta no SIN em relação à carga prevista em todos os anos avaliados, com uma folga de aproximadamente 3.500 MWmédios em 2010, e em 2019 chegando a atingir cerca de 6.600 MWmédios.

Sem considerar a oferta dos leilões de reserva, o balanço continua com saldos positivos variando de 3,8% a 8,1% acima da carga.

2.1.7 Risco de Déficit

A figura 2.7 mostra o risco de ocorrência de qualquer déficit anual por Submercado no horizonte decenal.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SE/CO	2,5	2,3	2,3	2,0	1,7	1,1	0,8	1,6	2,4	2,2
S	3,0	2,7	4,1	1,8	1,7	1,9	3,0	2,0	2,0	3,4
NE	3,9	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,9
N	2,2	1,3	0,9	0,7	1,0	0,8	0,5	0,9	1,3	1,1

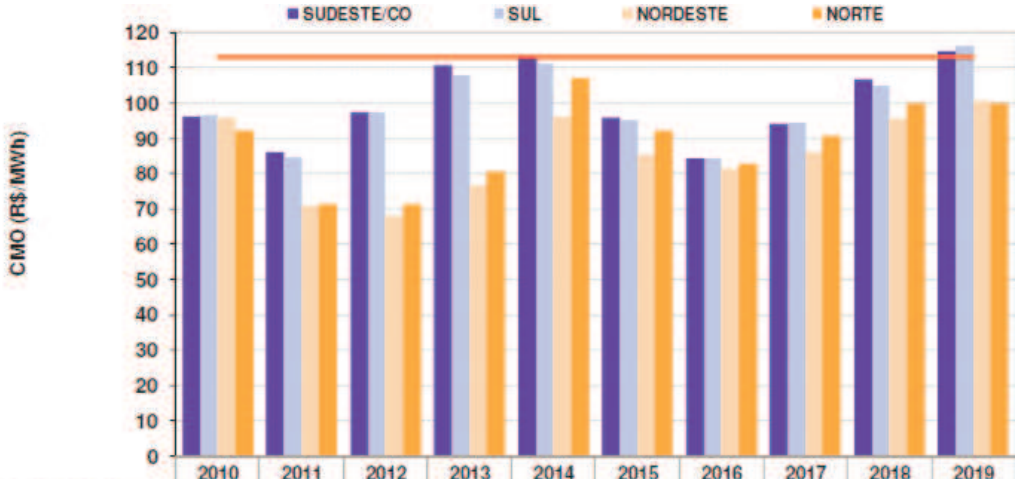
Figura 2.7 – Risco de Déficit

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

Os riscos atendem ao critério de segurança de 5% do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

2.1.8 Custos Marginais de Operação

A figura 2.8 mostra os custos marginais de operação:



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SUDESTE/CO	96	86	97	111	114	96	84	94	107	115
SUL	96	84	97	108	111	95	84	95	105	116
NORDESTE	96	71	68	77	96	85	81	86	95	100
NORTE	92	71	71	81	107	92	83	91	100	100
ITAIPU	96	86	97	111	114	96	84	94	107	115
AC/RO	96	86	97	111	114	96	84	93	106	114
MANAUS/AP	0	15	71	81	107	92	83	91	100	100
B. MONTE	0	15	71	81	107	92	83	91	100	100
T. PIRES/TAPAJÓS	0	0	0	0	0	96	69	93	107	115

Figura 2.8 – Custo Marginal de Operação

Fonte: EPE, Plano Decenal 2010-2019

A expansão da geração atende aos critérios de segurança, com a igualdade entre o CMO e CME (valores de custos marginais de operação inferiores a 113 R$/MWh[18]) e riscos de déficit não superiores a 5% em qualquer subsistema ao longo de todo o período de expansão do plano.

2.2 Plano EPE 30 anos

2.2.1 Objetivo do plano de 30 anos

O objetivo deste plano da EPE é de planejar o setor energético em longo prazo, identificando as tendências e alternativas de expansão para o horizonte de 30 anos.

2.2.2 Estimativa de entrada de oferta no horizonte de 20 anos

O plano nacional de energia da EPE de 2030 faz estimativas da produção e do consumo energético para o seu horizonte. Este plano, feito em 2007, revela a previsão da expansão da geração hidrelétrica, termelétrica e de fontes alternativas para a oferta de eletricidade.

Apesar de atualmente já estar em estudo o plano decenal 2010-2019 conforme visto na seção anterior, na época da realização do plano 2030, o plano decenal vigente era o de 2006-2015. Desta forma, as estimativas de previsão de capacidade instalada para o período decenal dentro do plano para 2030 é do decenal 2006-2015.

2.2.2.1 Expansão Hidrelétrica

A expansão prevista da capacidade de geração hidrelétrica é dada na tabela 2.5:

Tabela 2.5 – Projeção da expansão da capacidade hídrica

	2005*	2015*	2020	2025	2030
Capacidade instalada, GW	68,6	99,0	116,1	137,4	156,3
Acréscimo no período, GW		30,4	17,1	21,3	18,9
Acréscimo médio anual, MW		**3.050**	**3.400**	**4.300**	**3.800**

Fonte: EPE, 2007

[18] Com tolerância de R$ 3/MWh

2.2.2.2 Expansão de fontes alternativas

Para a expansão de fontes alternativas, o plano de 2030 prevê os seguintes valores em MW:

Tabela 2.6 – Projeção da expansão da capacidade de fontes alternativas

	2005	2015	2020	2025	2030	Acréscimo 2005-2030
Capacidade instalada	1.415	5.533	8.783	13.983	20.883	**19.468**
PCH	*1.330*	*2.330*	*3.330*	*5.330*	*8.330*	*7.000*
Centrais eólicas	*29*	*1.382*	*2.282*	*3.482*	*4.682*	*4.653*
Centrais biomassa	*56*	*1.821*	*2.971*	*4.521*	*6.571*	*6.515*
Centrais resíduos	*0*	*0*	*200*	*650*	*1.300*	*1.300*
Acréscimo no período		4.118	3.250	5.200	6.900	
Acréscimo médio anual		**410**	**650**	**1.040**	**1.380**	**780**

Fonte: EPE, 2007

2.2.2.3 Expansão Termelétrica

Para a expansão termelétrica, a previsão da EPE é a seguinte:

Tabela 2.7 – Projeção da expansão da capacidade térmica

	2005	2015	2020	2025	2030	Acréscimo 2005-2030
Capacidade instalada	16.900	24.300	26.800	30.300	39.800	**22.900**
Gás Natural	*8.700*	*13.000*	*14.000*	*15.500*	*21.000*	*12.300*
Centrais Nucleares	*2.000*	*3.300*	*4.300*	*5.300*	*7.300*	*5.300*
Centrais a carvão	*1.400*	*2.500*	*3.000*	*4.000*	*6.000*	*4.600*
Outras centrais térmicas	*4.800*	*5.500*	*5.500*	*5.500*	*5.500*	*700*
Acréscimo no período		7.400	2.500	3.500	9.500	
Acréscimo médio anual, MW		**740**	**500**	**700**	**1.900**	**920**

Fonte: EPE, 2007

2.3 Curva de aprendizado da energia eólica: caso brasileiro X outros países

2.3.1 Objetivo da Curva de Aprendizado

A curva de aprendizado permite avaliar a taxa na redução dos custos em função do acúmulo de experiência para instalar ou operar uma tecnologia específica. Em muitos países, principalmente europeus, a tecnologia eólica vem ganhando muito espaço e curvas de aprendizado destes países mostram a evolução dos custos e como diminuem ao longo do tempo.

A curva de aprendizado pode ser expressa da seguinte forma (Junginger, Faaij & Turkenburg 2005):

$$C_{cum} = C_0 * C_{um}{}^b \ (2.1)$$

$$LogC_{cum} = \log C_0 + b * \log C_{um} \ (2.2)$$

$$PR = 2^b \ (2.3)$$

$$LR = 1 - 2^b \ (2.4)$$

Onde:

Ccum é o custo por unidade;

C0 é o custo da primeira unidade produzida;

Cum é a produção acumulada (em unidades);

b é o indexador de experiência;

PR the progress ratio (taxa de progresso);

LR the learning rate (taxa de aprendizado).

A taxa de progresso é o parâmetro que expressa a taxa que os custos declinam a cada vez que a produção acumulada ou capacidade acumulada dobra. Como exemplo, uma taxa de progressão de 0,9 (90%) é igual a uma taxa de aprendizado de 0,1 (10%) o que representa um decréscimo de 10% nos custos a cada dobro da capacidade ou produção acumulada.

2.3.2 Curva de aprendizado internacional

Um exemplo pode ser observado na figura 2.9 com os dados de turbinas eólicas da Inglaterra e da Espanha. Entre os anos de 1992 e 2001 a Inglaterra apresentou um PR de 81%, ou seja, a cada dobro da capacidade instalada em MW, o custo do investimento em Euro/kW diminuía em 19%. Da mesma forma pode-se analisar o caso Espanhol, que entre os anos de 1990 e 2001 apresentou PR de 85%, reduzindo-se os custos em 15% a cada dobro da capacidade instalada. Nesta figura também se observa a curva de aprendizado da Espanha apenas entre os anos de 1990 e 1998 com PR de 82%, mostrando que nos dados anteriores a 1998 o custo reduzia a uma taxa maior.

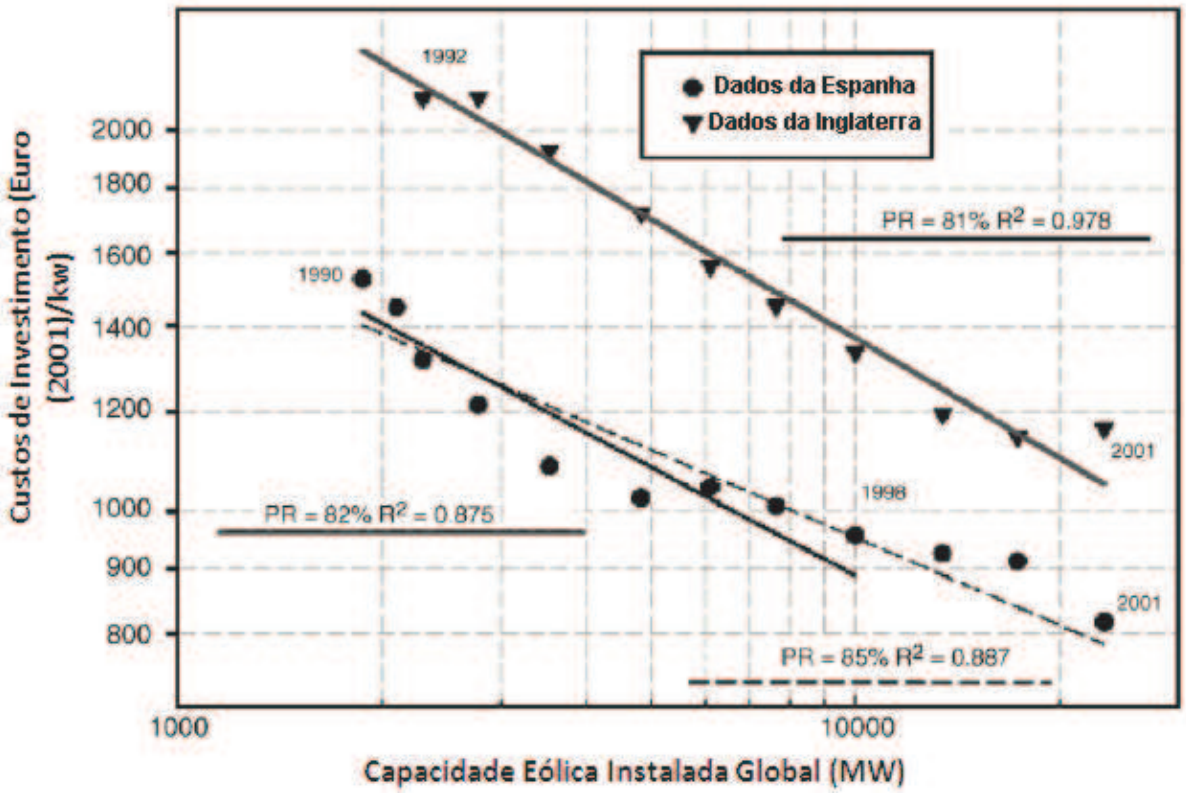


Figura 2.9 – Curva de Aprendizado Global com custos de investimento da Inglaterra e Espanha

Fonte: Junginger, 2005

Existem muitos fatores que podem causar a redução nos custos Junginger (2005 apud Abell & Hammond 1979)[19]: aprendizado ao se realizar uma atividade, melhorando-se a metodologia, aumentando-se a eficiência; inovações causadas por pesquisas, utilizando-se novos materiais, por exemplo, ou a introdução de novos processos de produção; melhorando a interação entre os institutos, as indústrias dando a possibilidade de um aprendizado pela difusão do conhecimento; padronização da produção possibilitando a produção em massa; redesenho de produtos individuais, por exemplo, aumentando a potência de uma turbina que pode reduzir custos por turbina.

Em muitos casos, a combinação destes fatores ocorre e pode contribuir para a redução dos custos simultaneamente, mas não todos os fatores podem ocorrer para todos os produtos.

2.3.3 Curva de aprendizado para energia eólica no Brasil

A idéia principal da curva é quanto maior a melhora no desenvolvimento de uma tecnologia, mais oportunidades existem para reduzir seu custo e melhorar a produção.

[19] Abell, D. F. e Hammond J. S. Strategic Market Planning: Problems and Analytical Approaches. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1979.

Entretanto, a redução nos custos não pode continuar indefinidamente, um certo nível mínimo de custo deve existir. Um exemplo, o PR de turbinas a gás mudou de 80% na fase de pesquisa e desenvolvimento para 90% na fase de comercialização de acordo com Nakicenovic[20] et al. (1995 apud Junginger, Faaij & Turkenburg, 2005).

Deve-se levar em conta que nas fórmulas da curva de experiência o tempo não é incluído como variável, sendo que a redução nos custos depende somente do volume acumulado das unidades produzidas. Contudo, a velocidade com a qual a produção acumulada dobra irá diminuir com o aumento da penetração no mercado.

Para a formação da curva de aprendizado deste trabalho, serão utilizados dados da capacidade brasileira, assim como valores de custos de investimento da fonte eólica no Brasil.

O Brasil não possui um histórico muito grande de dados porque a eólica é uma tecnologia que sempre foi considerada de custo elevado e não teve muitos incentivos no país. A capacidade instalada brasileira da energia eólica em 2010 é de 835 MW de acordo com a ANEEL. Os dados do GWEC mostram o aumento da capacidade instalada no histórico de valores brasileiro, conforme Figura 2.10.

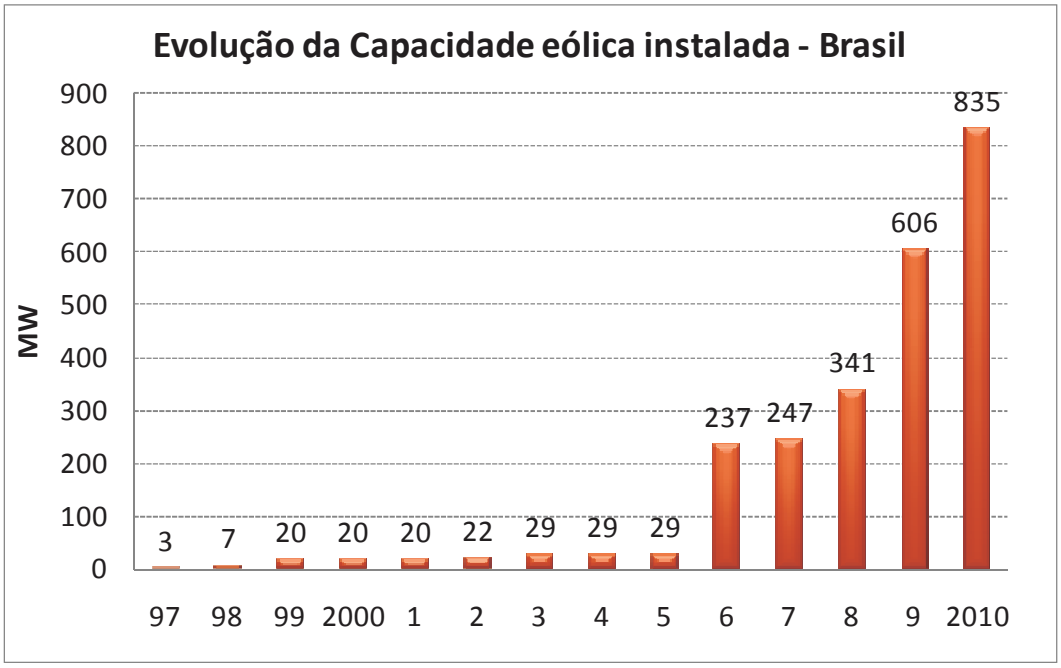


Figura 2.10 – Evolução da Capacidade Eólica Instalada Brasileira

Fonte: GWEC e ANEEL, 2010

Os custos do kW instalado para eólicas no Brasil são dados indisponíveis na literatura brasileira por serem considerados estratégicos para as empresas e por isso este trabalho levará em consideração os custos do PROINFA e os preços dos leilões de energia eólica de 2009 e 2010.

[20] Nakicenovic, N.s.d., Gr. ubler, A., Jefferson, M., McDonald, A., Messner, S., Rogner, H.H., Schrattenholzer, L., 1995. Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond. World Energy Council, London, UK.

O custo médio da energia eólica do PROINFA em 2006 foi de R$ 223,79/MWh, com base em uma taxa de desconto de 10% e fator de capacidade adotado de 40%, R$ 7.497/kW instalado, considerando uma planta com capacidade instalada de 30 MW. Em dólares de 2006, tem-se o valor de 3.203 dólares/kW instalado. Este é o primeiro ponto da curva de aprendizado brasileira. Os outros dois pontos que serão considerados, são os dois leilões de energia eólica realizados em 2009 e 2010, com os preços médios de R$ 148,39/MWh e R$ 130,86/MWh (fonte EPE) com custos médios de investimento de 4.913 R$/kW instalado e 4.313 R$/kW instalado respectivamente, a uma taxa de desconto de 10% e fator de capacidade adotado de 40% médio para todos os casos. Transformando-se estes valores em dólares dos respectivos meses dos anos de contratação, tem-se 2.841 dólares/kW instalado em dezembro de 2009 e 2.454 dólares/kW instalado em agosto de 2010. A tabela 2.8 demonstra a composição dos custos de geração para o Proinfa em 2006 e para os leilões de 2009 e 2010.

Tabela 2.8 – Custo da Geração Eólica

	2006	2009	2010
Investimento Capital	224.910.000	147.400.000	129.380.000
Custo investimento (R$/kW inst)	7.497	4.913	4.313
Valor a ser recuperado (CRF 0,10226)	767	502	441
Custo de geração (investimento)	219	143	126
Custo de combustível	-	-	-
Custo de O&M (R$/MWh)	5	5	5
Custo Total da Geração (R$/MWh)	**223,79**	**148,39**	**130,86**

Fonte: Elaboração Própria, com base em Carvalho & Sauer, 2008.

CRF: Fator de recuperação do capital

O fator de recuperação do capital é dado pela equação 2.5:

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.5)$$

Onde:

i= taxa de desconto;

n = número de períodos

Tabela 2.9 – Custo do kW instalado em reais, dólares e euros

	R$/kW instalado	US$/kW instalado	taxa de câmbio real dólar	Euro/kW instalado	taxa de câmbio real euro
jan/06	7.497	3.203	2,34	2.707	2,77
dez/09	4.913	2.841	1,73	1.881	2,61
ago/10	4.313	2.454	1,76	1.880	2,29

Fonte: Elaboração própria, com base em Banco Central (2011), Plano Anual do Proinfa e CCEE.

Em relação à potência, serão considerados os valores das capacidades contratadas para o respectivo ano, ou seja, para o ano de 2006 será considerado todo o valor do PROINFA contratado, e para os anos de 2009 e 2010 serão considerados todos os valores contratados pelos leilões realizados. Dessa forma, considera-se a capacidade e os custos do ano de contratação, pois o estado da arte é aferido naquela data e refletido nos custos.

A tabela 2.10 mostra a evolução da capacidade contratada nos respectivos anos para a energia eólica, considerando os valores de capacidade instalada da ANEEL, do PROINFA e os leilões de 2009 e 2010. Como no valor da capacidade instalada da ANEEL está contemplado o Proinfa que está em operação, este valor foi reduzido da capacidade para não ser computado duas vezes.

Tabela 2.10 – Capacidade brasileira contratada em eólicas

MW	2006	2007	2008	2009	2010
Capacidade Instalada (ANEEL)	237	247	341	606	835
Proinfa (MME)	1.423	1.423	1.423	1.423	1.423
Primeiro Leilão (CCEE)	-	-	-	1.806	1.806
Segundo Leilão (CCEE)	-	-	-	-	2.048
Proinfa em operação (MME)	(208)	(219)	(312)	(385)	(1.058)
Capacidade contratada	1.452	1.452	1.452	3.449	5.053

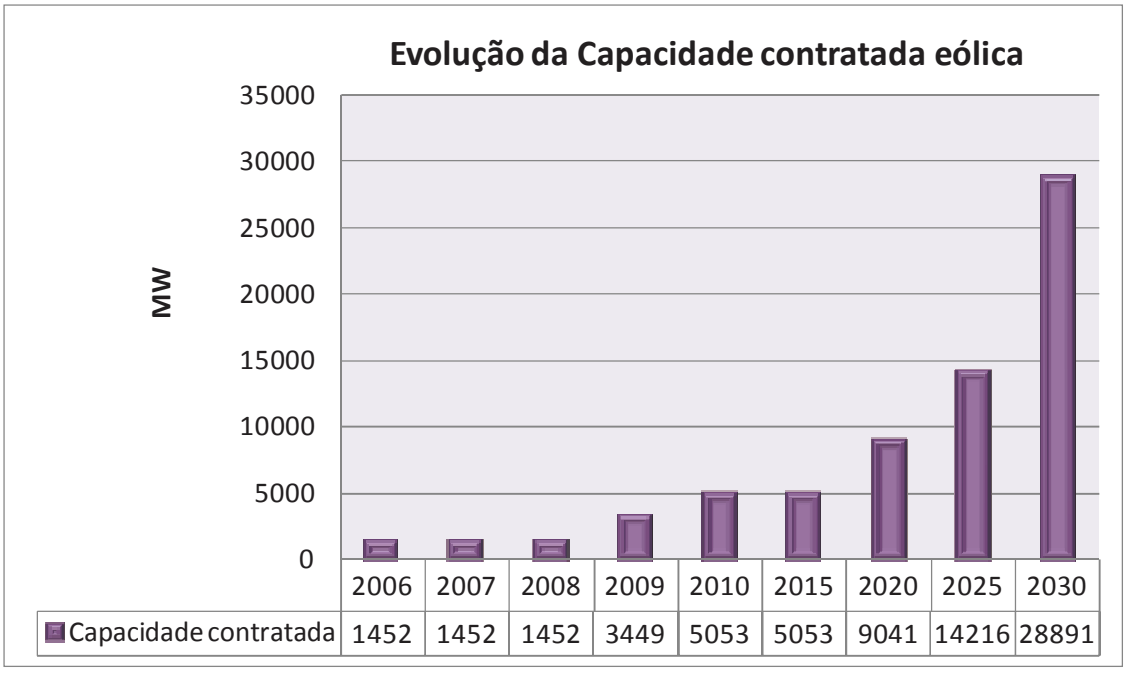


Figura 2.11 – Evolução da capacidade contratada eólica brasileira

Fonte: Elaboração própria, com base em BIG ANEEL, MME e ONS.

Para determinar o crescimento da capacidade contratada de energia eólica foram levados em consideração os valores da capacidade instalada da ANEEL, os valores do Proinfa em 2006 (fonte MME) e os valores dos leilões de energia eólica de 2009 e 2010.

Para as projeções da capacidade contratada, em 2015 não foi considerado o incremento de 1.382 MW de capacidade eólica de acordo com o plano de 30 anos da EPE, conforme tabela 2.6, uma vez que se pressupõe que este montante já estaria contemplado na capacidade contratada em 2010 de 5.053 MW.

Em 2020, foi considerado o valor da capacidade contratada em 2015, somados aos valores das térmicas para o cenário de hidrologia média (3.988 MW) que se transformaram em eólicas de acordo com este trabalho. Não foi considerado o montante de 2.282 MW do plano de 30 anos porque também se considera que estaria contemplado.

Em 2025, foi considerado o valor da capacidade contratada de 2020, somado ao incremento de térmicas transformadas em eólicas também para o cenário de hidrologia média (5.175 MW) e também não foi considerado o montante da EPE de 3.482 MW pelo mesmo motivo que não foi considerado nos anos anteriores.

Para 2030, foi considerado o valor da capacidade contratada de 2025, somado ao incremento de térmicas transformadas em eólicas e somado ao incremento de eólicas do plano de 30 anos da EPE (1.200 MW), já que não estava contemplado no montante anterior.

Com estes valores, foi construída a curva de aprendizado de energia eólica para o Brasil, conforme pode ser observado na figura 2.12.

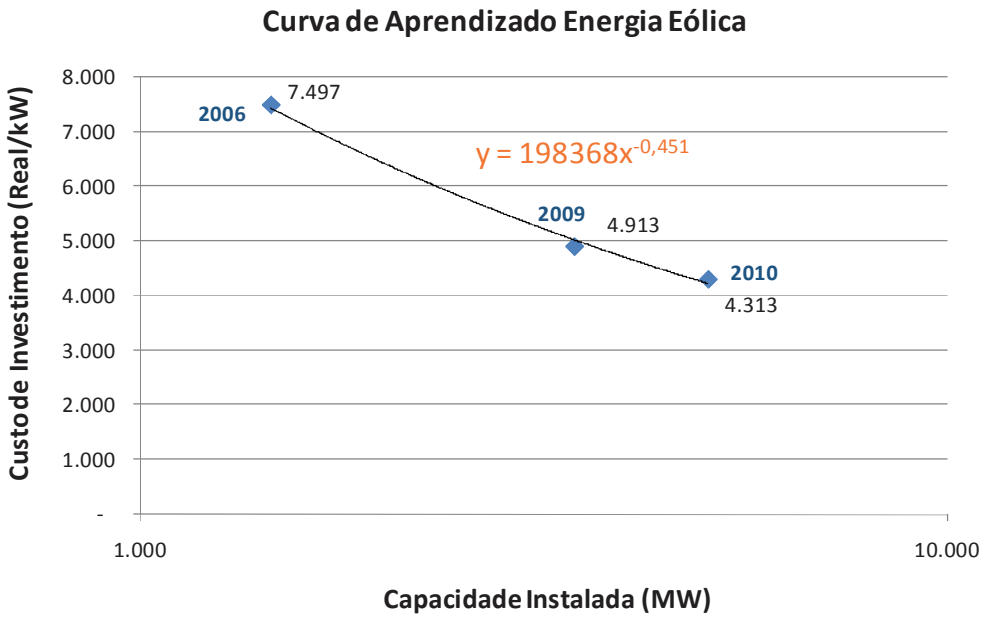


Figura 2.12 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira

Fonte: Elaboração Própria

Como observação, tem-se que caso a curva fosse feita com os valores das tarifas ao invés dos custos de investimento, ter-se-ia o mesmo resultado de aprendizado.

Analisando a curva de aprendizado brasileira, tem-se uma PR de 73%, ou seja, a cada dobro da capacidade instalada, observa-se uma redução no custo da energia eólica brasileira de 27%. Este decréscimo no custo é muito maior comparando-se as curvas de aprendizado de outros países como, por exemplo, da Inglaterra e da Espanha conforme observado na figura 2.9, onde os custos reduziam a uma taxa de aproximadamente 15% a cada dobro da capacidade instalada.

Isso pode ser explicado pelos baixos preços praticados nos leilões de energia de 2009 e 2010. No leilão de 2009, o preço inicial era de R$ 189/MWh e o preço médio final foi de R$ 148,39/MWh, representando um deságio de 21,49%.

O presidente da Empresa de Pesquisa Energética – EPE comemorou o resultado do leilão, cujo processo competitivo permitiu que se contratasse energia de origem eólica a um preço reduzido para o consumidor. “Este leilão mostra que a diferença de preço entre as fontes eólicas e térmicas vem se aproximando e hoje é pequena, e, além disso, que a energia gerada através dos ventos é uma alternativa interessante, do ponto de vista econômico e ambiental, como complementação à geração hidrelétrica”, afirmou ele.

Para o leilão de fontes alternativas de 2010, Maurício Tolmasquim diz que os resultados dos certames propiciaram uma quebra de paradigmas no setor elétrico brasileiro. Primeiro, em função de a fonte eólica ter se constituído na mais barata entre as negociadas. Segundo, pelo preço competitivo da grande quantidade de energia contratada proveniente de fontes alternativas.

Levando-se em consideração o efeito do câmbio em dólares ou em euros, a LR não fica assim tão elevada quando comparada com os valores em reais. As figuras seguintes apresentam o efeito do câmbio.

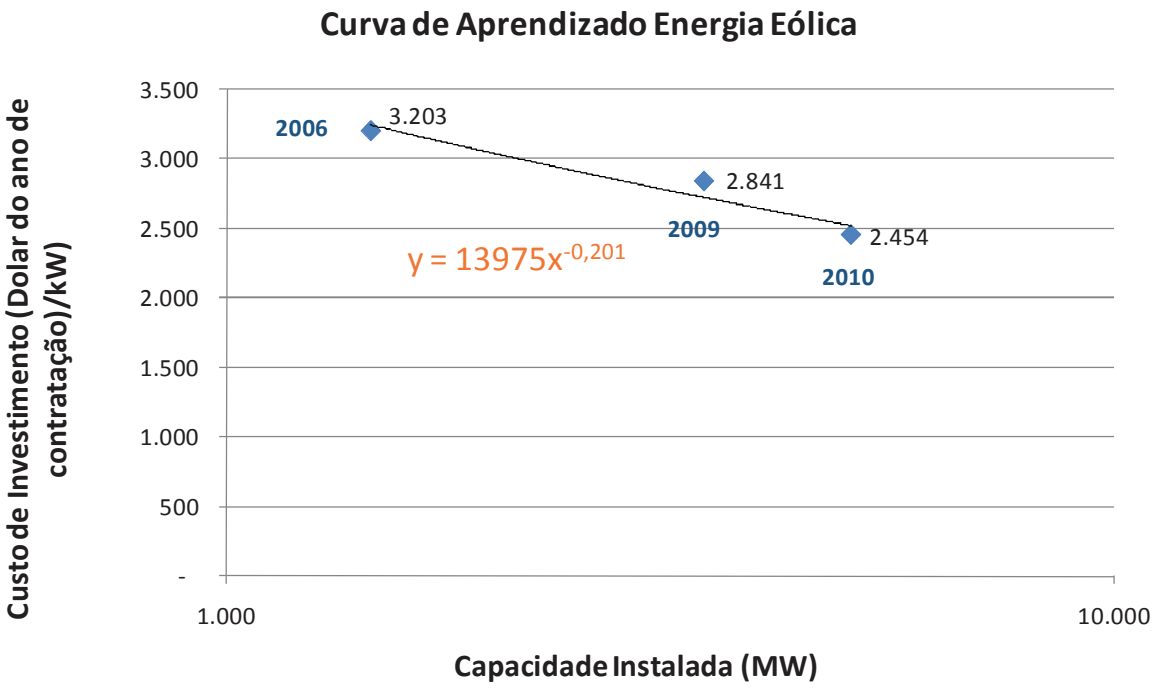


Figura 2.13 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira em dólares

Fonte: Elaboração Própria

Considerando os valores em dólares do ano de contratação, como o valor do dólar em 2006 apresentava um câmbio aproximadamente 35% maior do que os valores do dólar de 2009 e 2010, o valor do kW instalado de 2006 acabou ficando mais próximo do valor do kW instalado de 2009 e 2010, desta forma, o ganho de aprendizado ficou menor. O valor de LR passou de 27% para 13%. Como a maioria dos equipamentos para a construção de uma usina eólica são importados, os valores considerados neste trabalho tomarão como base a moeda norte-americana.

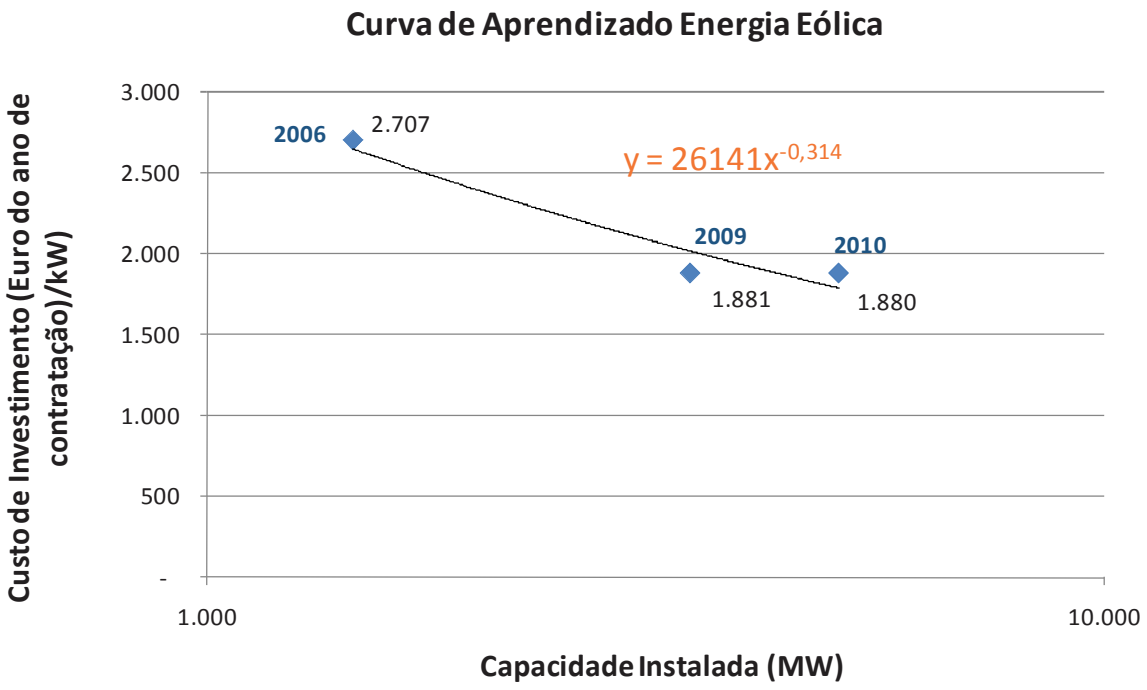


Figura 2.14 – Curva de aprendizado de Energia Eólica Brasileira em euros

Fonte: Elaboração Própria

No caso dos valores em euros do ano de contratação, a curva também reduz sua inclinação, porém menos do que quando se considera os valores em dólares. A LR neste caso passa para 20%. O custo a cada dobro da capacidade instalada reduz deste valor.

Comparando-se este valor com a curva de aprendizado de Junginger (2005) em euros, tem-se que o aprendizado brasileiro se apresentou superior aos casos do Reino Unido com LR de 19% e Espanha com LR de 13%.

Uma vantagem, caso hajam incentivos para entrada em operação de usinas eólicas, com o aprendizado adquirido, os equipamentos necessários poderão futuramente ser produzidos no Brasil. Assim, os custos deixam de ser influenciados pelas taxas de câmbio, o que acontece hoje com usinas a gás e nucleares.

2.3.4 Custos futuros de energia eólica com base nas curvas de aprendizado

No capítulo seguinte será realizado um estudo de substituição da fonte térmica proveniente do plano da EPE de 30 anos pela fonte eólica, para mostrar a competitividade da fonte no futuro, os cálculos serão feitos com base na curva de aprendizado projetando-se os valores para o futuro.

Assim, as figuras seguintes mostram a projeção da curva com dados que serão mais bem explicados no próximo capítulo. A figura 2.15 mostra a evolução dos custos até 2030 considerando um LR de 13%.

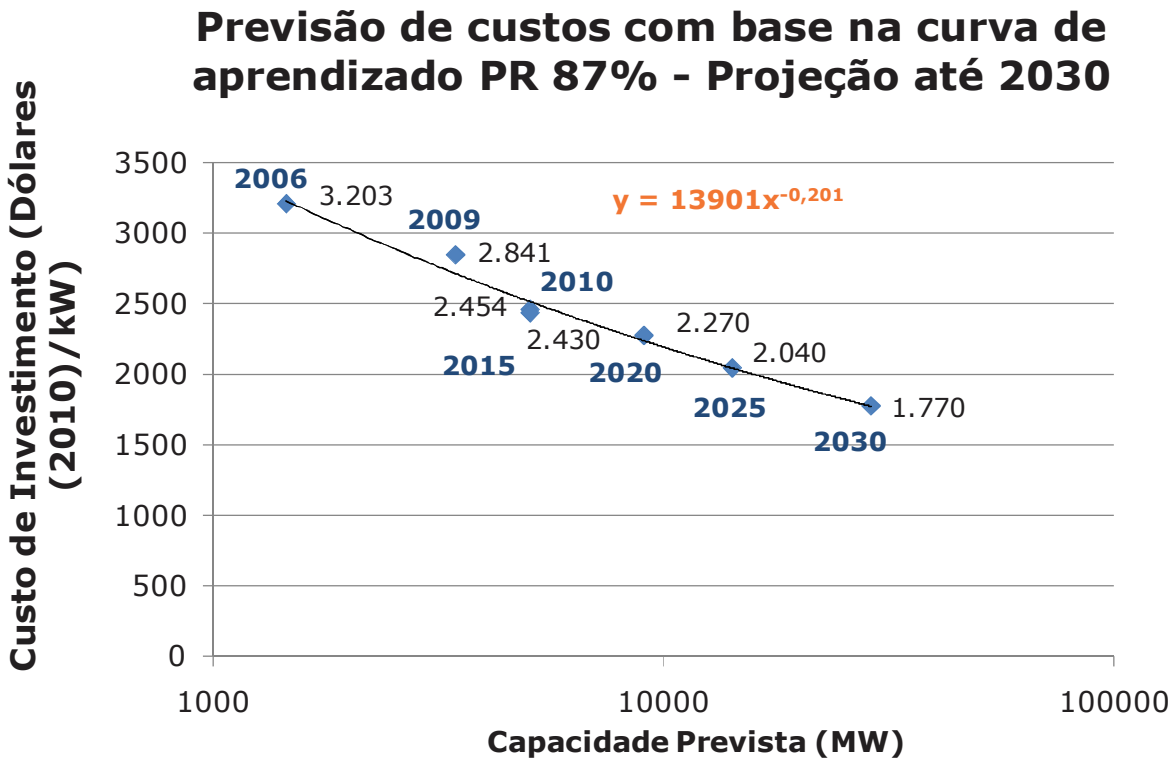


Figura 2.15 – Previsão de custos com PR de 87%

Fonte: Elaboração Própria

Junginger (2005), sugere a utilização de uma faixa de PR de 77% a 85% com média de 81%. Como no caso estudado, o valor observado de PR foi de 87%, próximo ao valor máximo sugerido de 85%, este estudo fará as análises de sensibilidades com os valores mínimo e médio sugeridos.

As figuras mostram a redução nos custos com o aprendizado e o ganho de experiência observados durante os anos.

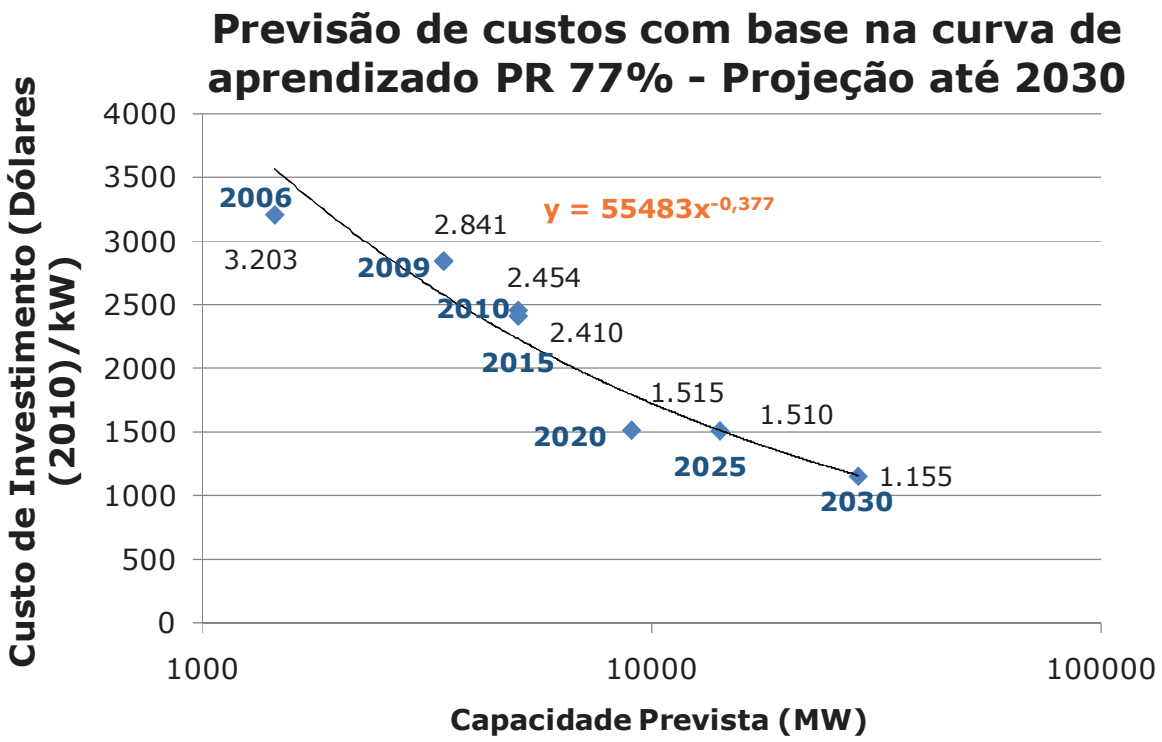


Figura 2.16 – Previsão de custos com PR de 77%

Fonte: Elaboração Própria

Com PR de 77%, observa-se que o custo reduz 23% a cada dobro da capacidade instalada. Assim, o custo do investimento em energia eólica para 2030 atinge o valor de 1.155 US$/kW instalado.

Considerando por outro lado um PR de 81%, tem-se a figura 2.17:

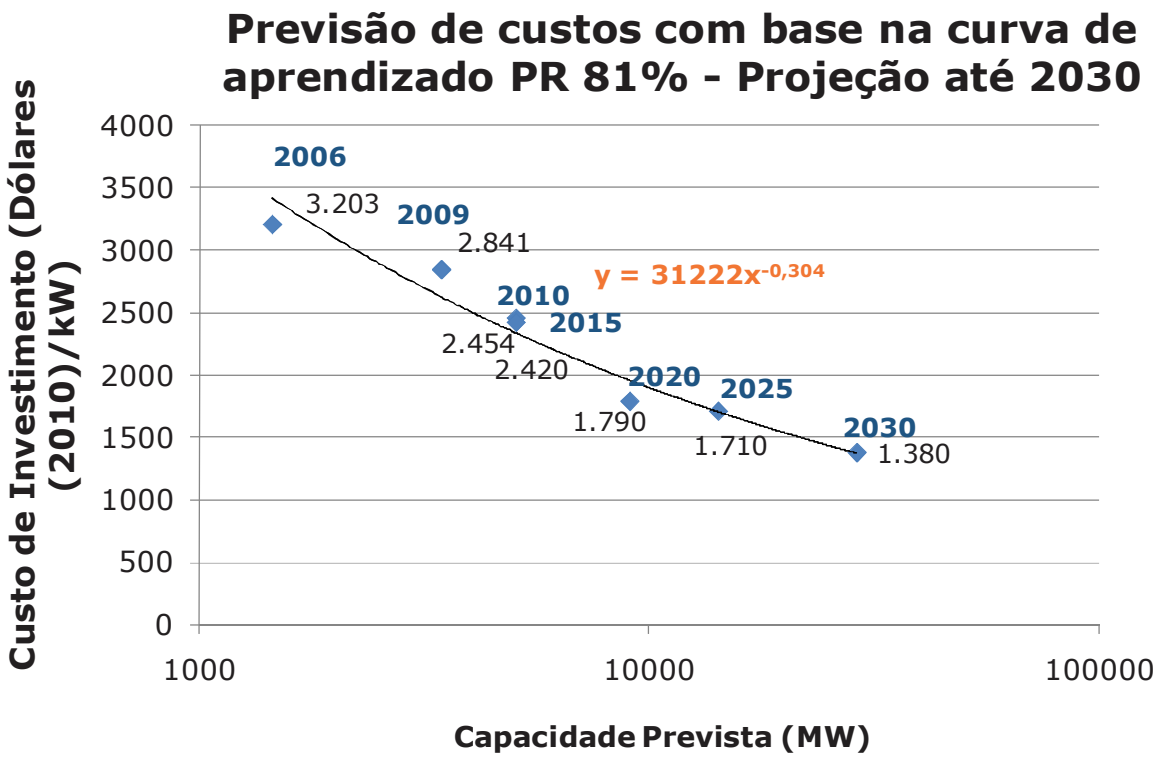


Figura 2.17 – Previsão de custos com PR de 81%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando um PR de 81%, o custo reduz 19% a cada dobro da capacidade instalada. Desta forma, o custo do investimento em energia eólica para 2030 alcança o valor de 1.380 US$/kW instalado.

2.3.5 Curva de aprendizado térmicas

As curvas de aprendizado das tecnologias térmicas são aqui identificadas com a finalidade de mostrar que a redução no custo de cada uma já aconteceu e a tendência agora é estabilizar. Em contraste com a eólica que a tendência é reduzir os custos com o ganho de aprendizado.

2.3.5.1 Curva de aprendizado térmica a Gás Natural Ciclo Combinado

De acordo com Colpier & Cornland (2002), desde o início de 1990, o custo do kW instalado para térmicas a gás de ciclo combinado reduziu a uma taxa de 35%. Isso, juntamente com o baixo custo do gás natural fez com que a térmica a ciclo combinado se tornasse bastante competitiva para a geração de energia elétrica.

A curva de aprendizado demonstrada em Colpier & Cornland (2002) mostra um PR maior do que 100% até 1991, o que indica aumento de preços. Depois de 1991 a curva mostra

um forte declínio com um PR de aproximadamente 75%, indicando que o custo reduz 25% a cada dobro da capacidade instalada.

Na primeira fase, não se tinham muitas usinas instaladas e a competição era fraca, os preços aumentaram como resultado do aumento da complexidade. Já no Início dos anos 90, houve uma padronização das usinas a gás de ciclo combinado, melhorias nas turbinas gerando maior eletricidade com o mesmo custo ou custo inferior e maior competição proporcionou redução nos preços.

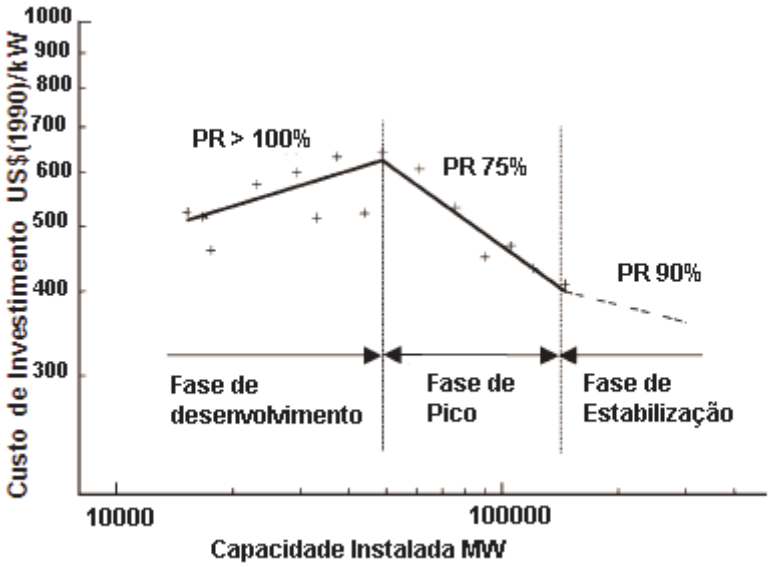


Figura 2.18 – Curva de aprendizado gás natural ciclo combinado

Fonte: Colpier & Cornland (2002)

Farmer (1997) concluiu que a redução dos preços estava próxima do fim. Segundo MacGregor (1991), o principal componente da usina é a turbina a gás natural que possui PR de 90%. Por este motivo, concluiu-se que a PR da fase de estabilização seria de 90%.

2.3.5.2 Curva de aprendizado térmica Nuclear

Segundo Kouvaritakis (2000), as usinas nuclerares para o período de 1975 – 1993 obtiveram uma taxa de progresso de 95% considerando a capacidade instalada acumulada dos países da OECD. Sauer e Carvalho (2008) afirmam que existe a possibilidade da tecnologia nuclear apresentar curva de aprendizado negativa.

2.3.5.3 Curva de aprendizado térmica a Carvão

Também de acordo com Kouvaritakis (2000), as usinas a carvão para o período de 1975 – 1993 obtiveram um Progress Ratio de 90% considerando a capacidade instalada acumulada dos países da OECD.

2.4 Complementaridade entre eólicas e hidrelétricas

Em relação às características da energia eólica no país, tem-se que os regimes de vento e de afluências são complementares na região nordeste do Brasil, onde não somente o potencial brasileiro de energia eólica é alto, mas também onde se tem importado energia de outras áreas do país. Na região Nordeste, quando os reservatórios das usinas hidrelétricas estão em seu nível mais baixo, há maior intensidade de ventos, proporcionando uma complementaridade entre as fontes eólica e hidrelétrica, o que poderia, dependendo da capacidade eólica instalada, garantir o suprimento de energia contínuo na região durante todo o ano.

A análise da complementaridade sazonal entre energia natural afluente hidráulica e eólica tem sido, substancialmente, no Brasil, focada no período intra-anual, desde o estudo pioneiro desenvolvido por (ROCHA, N. A., AMARANTE, O. C. SUGAI, M. V. B., SCHULTZ, D. J., BITTENCOURT, R. M., 1999) que apresenta evidências da complementaridade sazonal entre os regimes hídricos, eólicos, e a conseqüente estabilização nacional da oferta de energia, caso o aproveitamento eólio-elétrico atinja escala adequada. Porém, além da consideração da análise da complementaridade intra-anual, a segurança do atendimento da carga elétrica requer a avaliação da complementaridade plurianual.

Neste trabalho realiza-se um esforço inicial neste sentido, não obstante a limitação dos dados disponíveis. A base de dados disponibilizada por (Pinto 2011[21]) elaborada com dados do satélite NOAA (National Oceanic Atmospheric Administration) permite aferir tendências reveladoras do potencial de complementaridade intra- e plurianual a ser explorado detalhadamente em necessários trabalhos futuros. A base de dados compreende médias mensais de velocidade de vento de 1948 a 2010 em 10 coordenadas do Nordeste conforme figura 2.19 e a ENA hidráulica mensal do Nordeste.

[21] PINTO, L. M. V. G., mensagem recebida por leontina@engenho.com em 18 abr. 2011. No e-mail, os dados fornecidos são de ventos de algumas coordenadas do Brasil desde 1948 a 2010 e Energia Natural Afluente para a região Nordeste para o mesmo período.

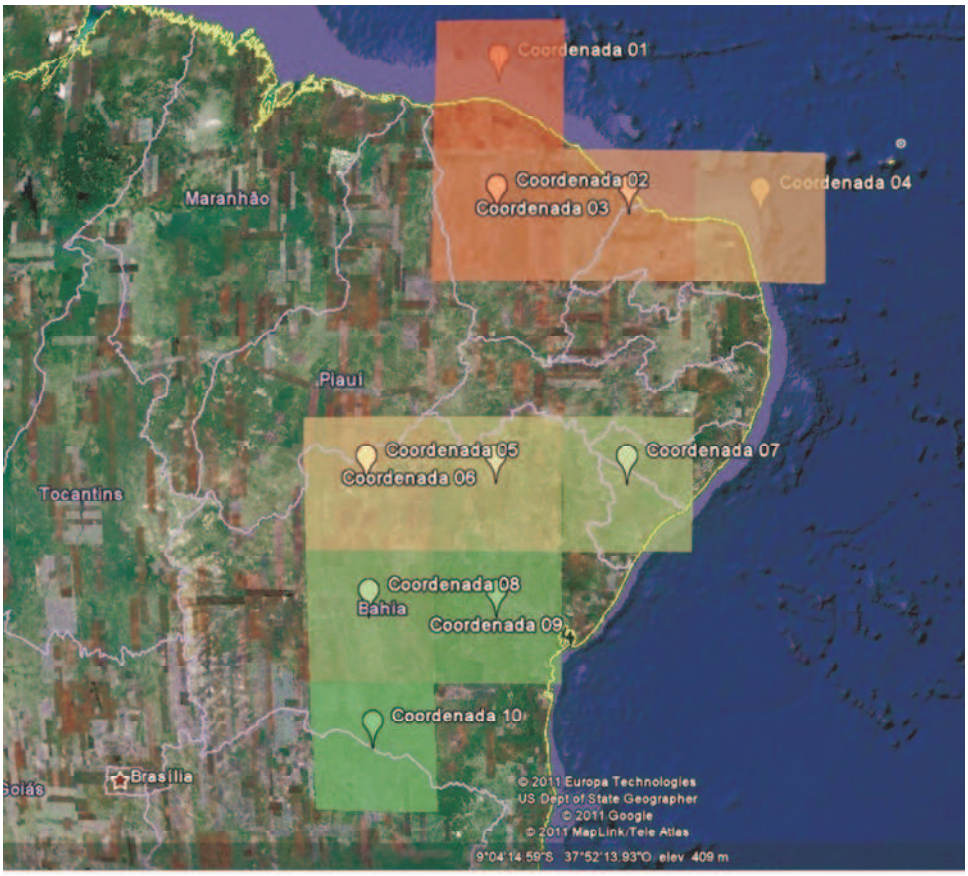


Figura 2.19 – Coordenadas da região Nordeste

Fonte: PINTO (2011)[22]

Seria desejável maior número de coordenadas de dados eólicos, com período horário ou mesmo inferior e a ENA hidráulica representativa do SIN. Todavia, por sua importância eólica e dada a similaridade da tipologia da ENA hidráulica do Nordeste com a do SE-CO-N, os resultados iniciais são relevantes para motivar e justificar a ampliação das análises em trabalhos futuros.

A potência elétrica de origem eólica pode ser calculada por:

$$P = \frac{1}{2}\rho V^3 A_r C_p \eta \qquad (2.6)$$

Onde:

ρ é a densidade do ar

V é a velocidade do vento

A_r é a área do rotor = $\frac{\pi D^2}{4}$, sendo D o diâmetro

[22] Idem item 15.

C_p é o coeficiente aerodinâmico (valor teórico aproximado de 0,593 e na prática atinge 0,45, variando com o vento, rotação e parâmetros de controle da turbina)

η é a eficiência do conjunto gerador, transmissão, mecânica e conversão elétrica (varia de aproximadamente 0,93 a 0,98)

Já a energia disponibilizada em um certo período (dia, mês, ano) é dada por:

$$E(t) = \frac{1}{2}\int_0^T \rho(t) A_r C_p \eta V^3(t) dt \quad (2.7)$$

Onde:

t = tempo

T = duração ou período

Ou de forma simplificada:

$$E(t) = \frac{1}{2}\overline{\rho} A_r \overline{C_p} \eta \int_0^T V^3(t) dt \quad (2.8)$$

Onde os argumentos $\overline{\rho}$, $\overline{C_p}$ representam médias.

Porém, como os dados de velocidade de vento disponíveis são médias mensais, a energia média mensal disponível é dada de forma aproximada por:

$$E(mês) = \frac{1}{2}\overline{\rho} A_r \overline{C_p} \eta V_m{}^3 t_m \quad (2.9)$$

Onde:

V_m é a velocidade média

t_m é a duração do perído (mês).

Esta aproximação negligencia os efeitos da dispersão das velocidades ao longo do mês, que poderia ser corrigida, caso os dados de distribuição estatística de Weibull estivessem disponíveis. Mesmo negligenciando este efeito, é possível avaliar a tendência de complementaridade entre as ENAs eólica e hidráulica do Nordeste.

Para avaliar a tendência de complementaridade mensal, com as simplificações e aproximações propostas, a variável mais relevante é a velocidade, e, mediante a normalização unitária, os demais fatores são cancelados, a energia média mensal será proporcional ao cubo da velocidade, ou:

$$E(mês) \propto \overline{V_m}^3 \quad (2.10)$$

Ao longo de 756 meses, 10 coordenadas, a energia disponível, E765, será:

$$E_{756} \propto \sum_{c=1}^{10} \sum_{i=1}^{756} \overline{V_{ci}}^3 \quad (2.11)$$

Onde:

c = coordenada (1 a 10)

i = mês (1 a 756)

Para avaliar a tendência de complementaridade foram seguidas as seguintes etapas:

a) A partir dos dados de velocidade de vento para cada coordenada, elevou-se cada valor de velocidade ao cubo. Em seguida foi calculada a média destes valores, dando mesmo peso para cada uma das dez coordenadas em cada um dos 756 meses: Janeiro de 1948 a Dezembro de 2010.

b) A seguir foi estimada a disponibilidade de energia eólica natural mensal normalizada como sendo o quociente entre a média dos dez cubos das velocidades médias mensais e a média destes valores para todos os 756 meses.

c) Com os dados de afluência hidráulica do Nordeste em MW médios, também foi feita uma normalização para se observar valores de ENA hidráulica a fim de se comparar com a ENA eólica.

d) Desta maneira foram obtidas energias naturais afluentes normalizadas (com média unitária, por unidade, p.u. = 1) hidráulicas e eólicas.

e) Como conseqüência tanto para ENA eólica quanto para hidráulica os valores acima da média serão superiores a 1 valores abaixo da média são inferiores a 1, conforme pode ser observado nas figuras seguintes.

As figuras seguintes mostram a complementaridade da ENA eólica com a hidráulica desde 1948 a 2010 mensalmente por unidade (p.u.).

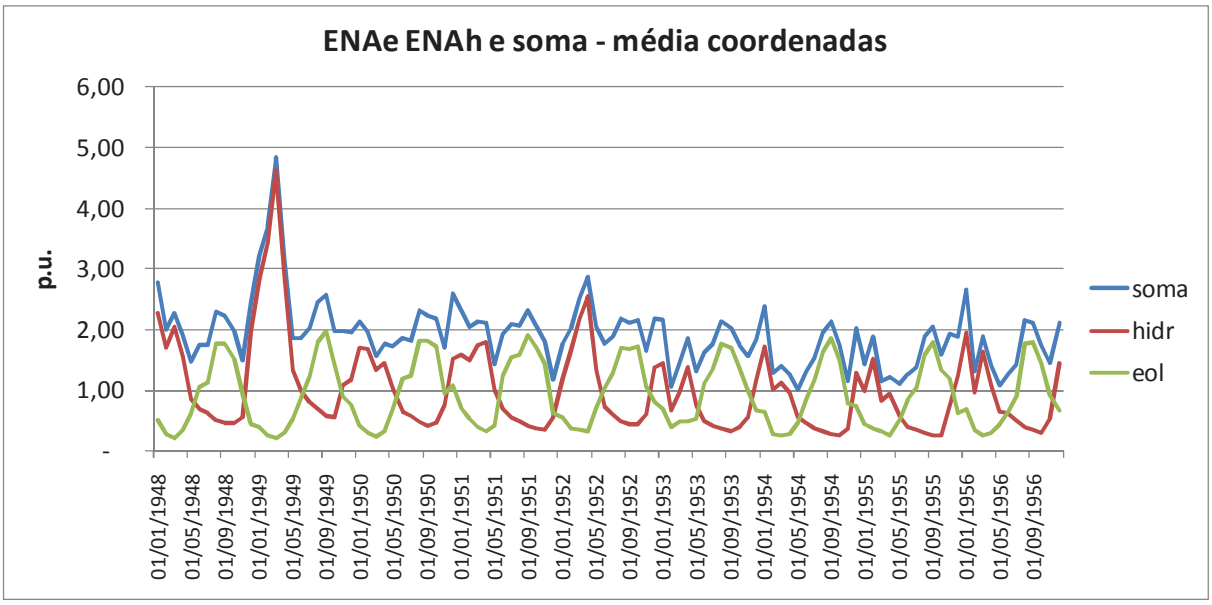


Figura 2.20 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1948 a 1956

Fonte: Elaboração Própria

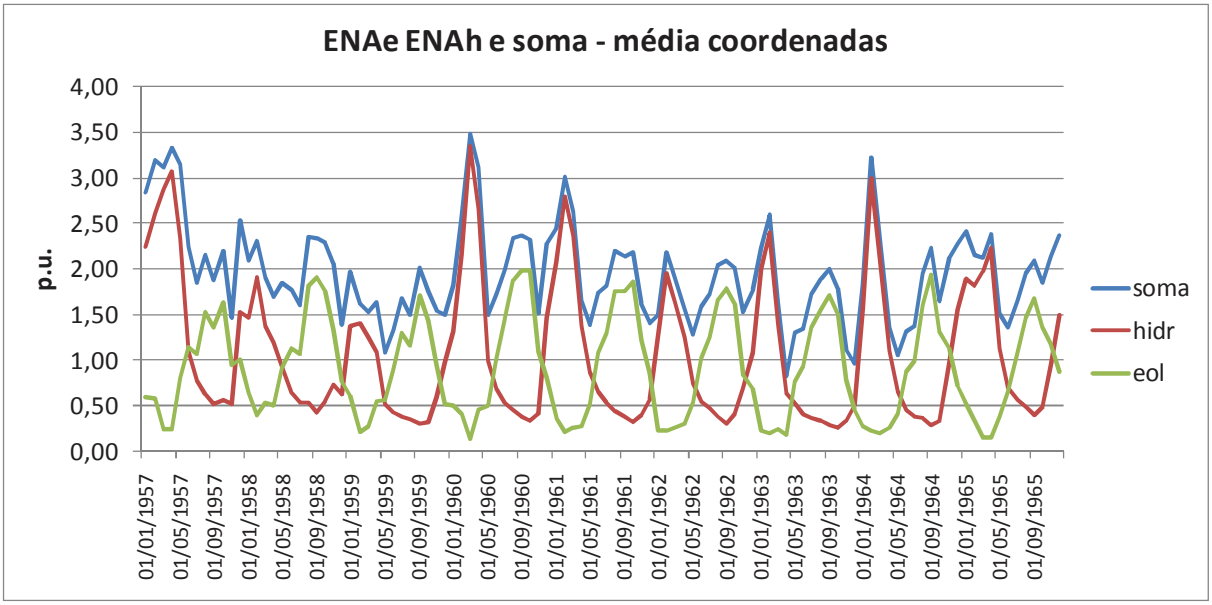


Figura 2.21 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1957 a 1965

Fonte: Elaboração Própria

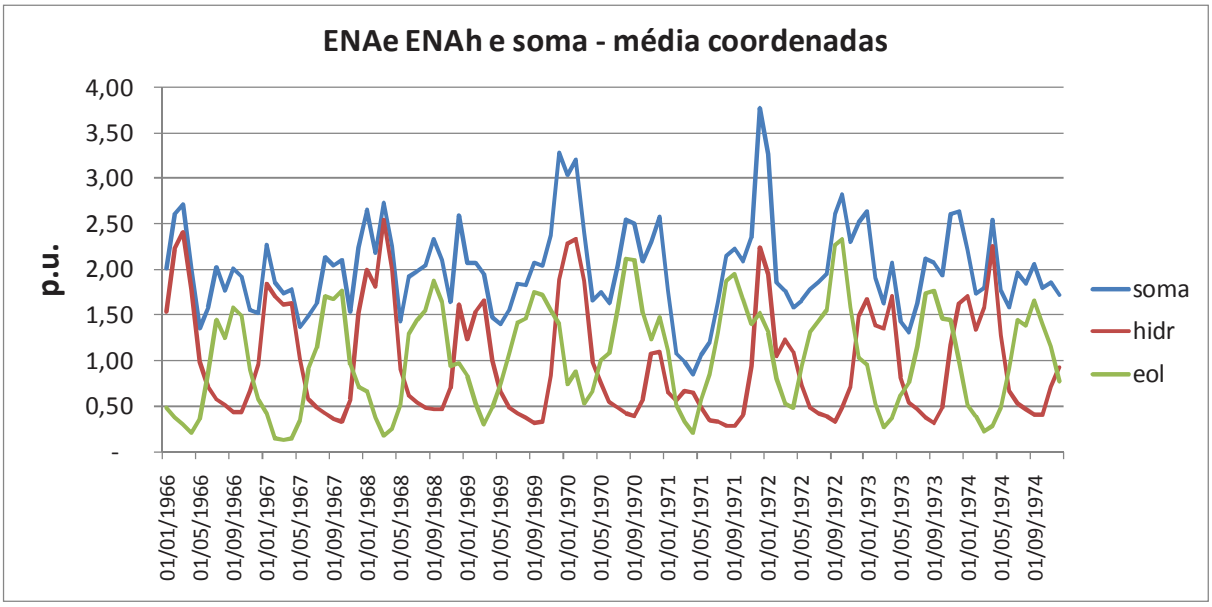


Figura 2.22 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1966 a 1974

Fonte: Elaboração Própria

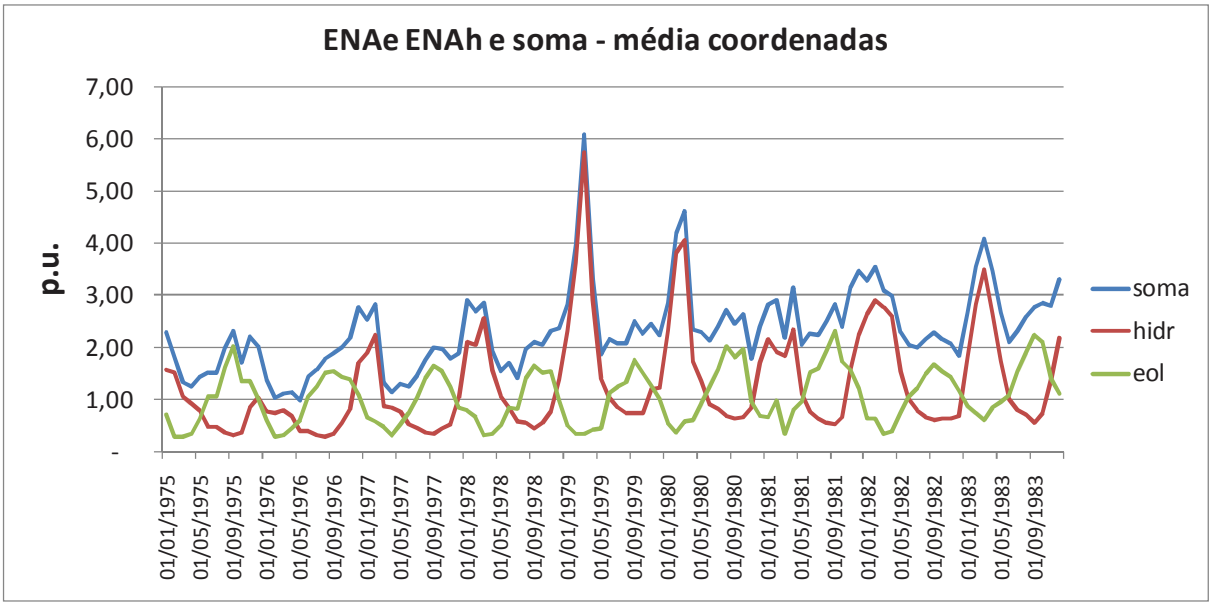


Figura 2.23 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1975 a 1983

Fonte: Elaboração Própria

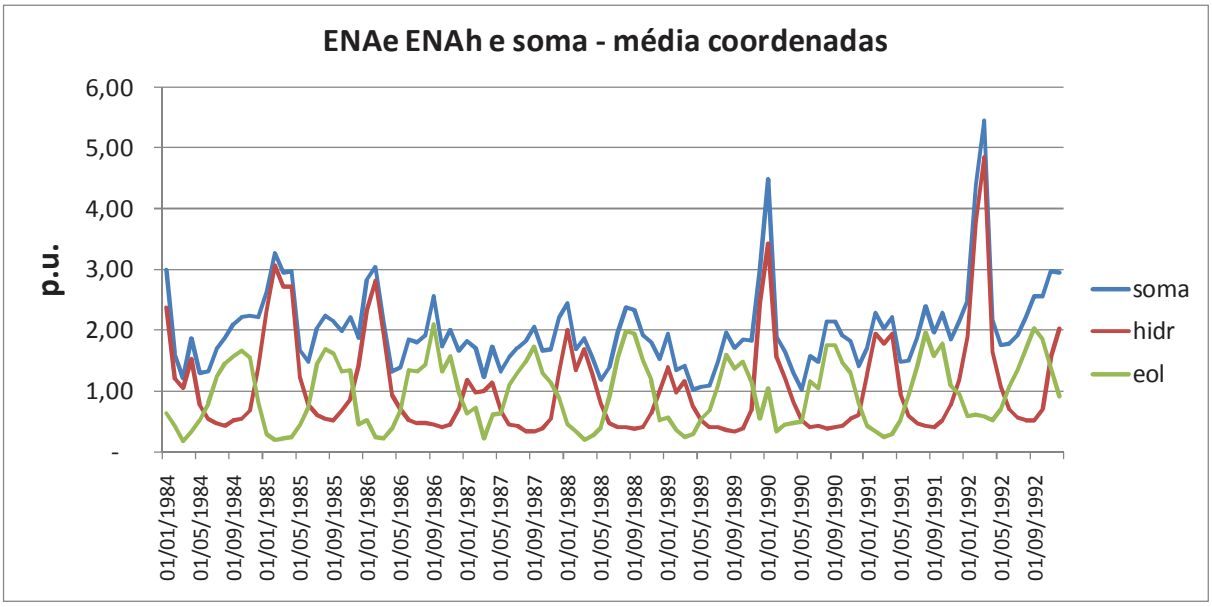


Figura 2.24 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1984 a 1992

Fonte: Elaboração Própria

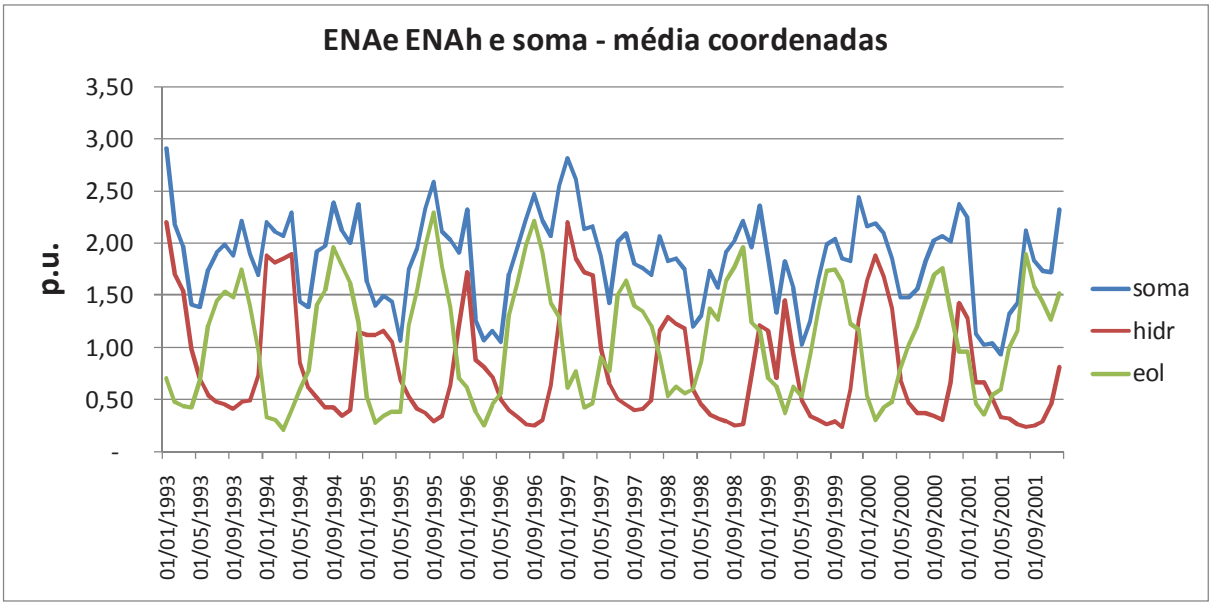


Figura 2.25 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1993 a 2001

Fonte: Elaboração Própria

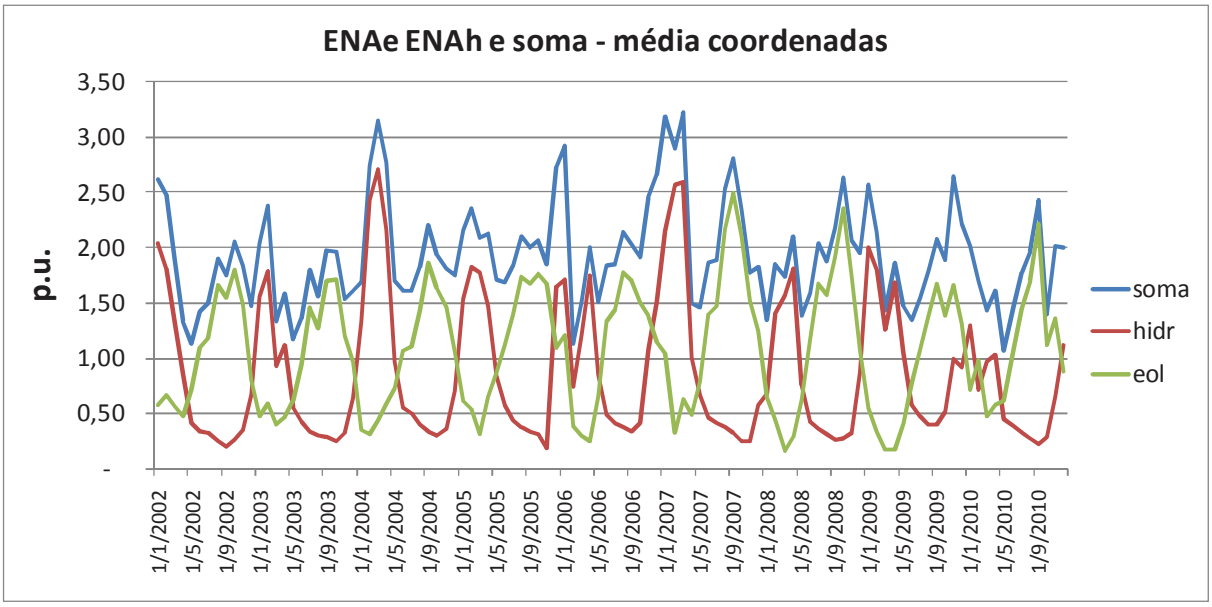


Figura 2.26 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 2002 a 2010

Fonte: Elaboração Própria

Com estas figuras, pode-se perceber a complementaridade hidráulica com eólica da região Nordeste. O índice de correlação é de -0,62 considerando-se todos os pontos de todos os anos. A soma das ENAs hidráulica e eólica indica que na maior parte do tempo, o valor é maior do que 1, apenas seis pontos ficaram abaixo de 1 nos seguintes períodos: 1963 (abril - 0,83 e dezembro – 0,95), 1971 (março - 0,99 e abril - 0,85), 1976 (0,99) e 2001 (0,93). Isso indica que consideradas em conjunto, a eólica e a hidráulica, na grande maioria dos casos alcança-se uma ENA de no mínimo 1, o que equivale a expectativa de que, com a implantação de potências equivalentes de unidades eólicas e hidráulicas, o fator de capacidade do conjunto tenderá a superar os 50%.

Com estes valores pode-se calcular o fator de capacidade da opção eólica, como sendo o quociente entre a capacidade média (1 = unidade, a média da normalização) e a capacidade instalada, (2,486 = valor máximo), que apresentou resultado de 40,2%.

Uma interpretação simplificada dos resultados deste procedimento permite estimar que em um parque hipotético de uma unidade de usinas hidráulicas, alimentadas com esta ENA, sem reservatório de regularização, mais uma unidade de usinas eólicas, com complementação térmica de 0,17 unidades, seria garantida uma potência média de 1 unidade média, capaz, portanto de garantir o fator de capacidade de 50% para o sistema. Reservatórios de regularização e maior diversidade hidrológica e eólica tenderiam a melhorar ainda mais a disponibilidade de energia firme.

A figura 2.27 mostra na parte superior a energia natural afluente em um sistema hipotético hidrelétrico, sendo que o enchimento dos reservatórios é representado pelas partes brancas acima da linha de energia firme e o esvaziamento pelas partes abaixo da linha de energia firme. Na parte inferior da figura, verifica-se a energia armazenada no mesmo sistema. Quando a ENA é maior que a energia firme, enchem-se os reservatórios até o limite e

em seguida vertem. Caso contrário, os reservatórios são utilizados para o atendimento da carga. O período em que os reservatórios partem do seu nível máximo e deplecionam até o nível mínimo é denominado de período crítico.

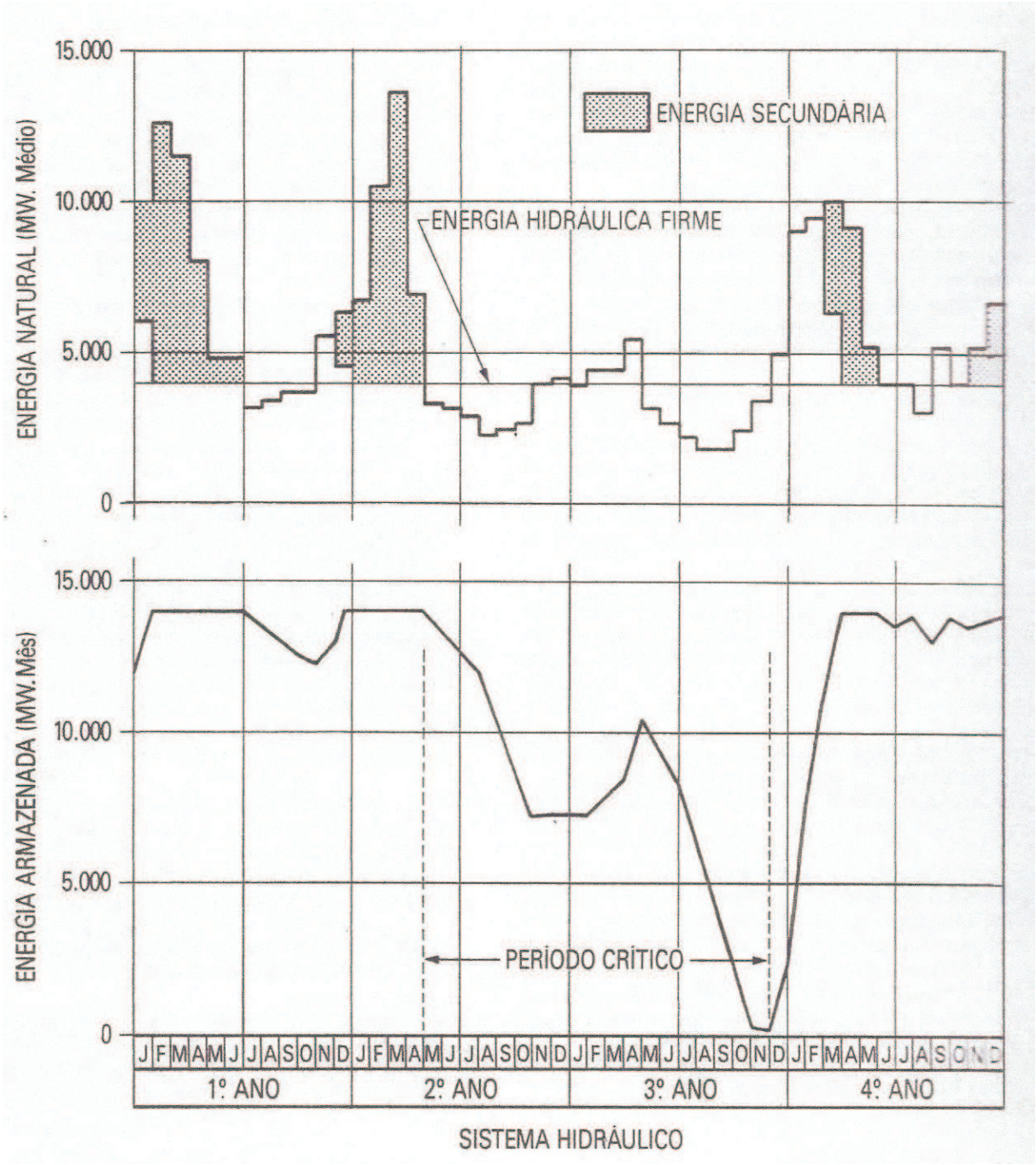


Figura 2.27 – Período crítico de sistema hidrelétrico hipotético

Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010

Considerando-se apenas os anos de 1948 a 1956, que inclui o período crítico da hidrologia registrada no SIN, a correlação da complementaridade torna-se ainda maior, alcançando o valor de -0,66. A figura 2.28 mostra a complementaridade neste caso.

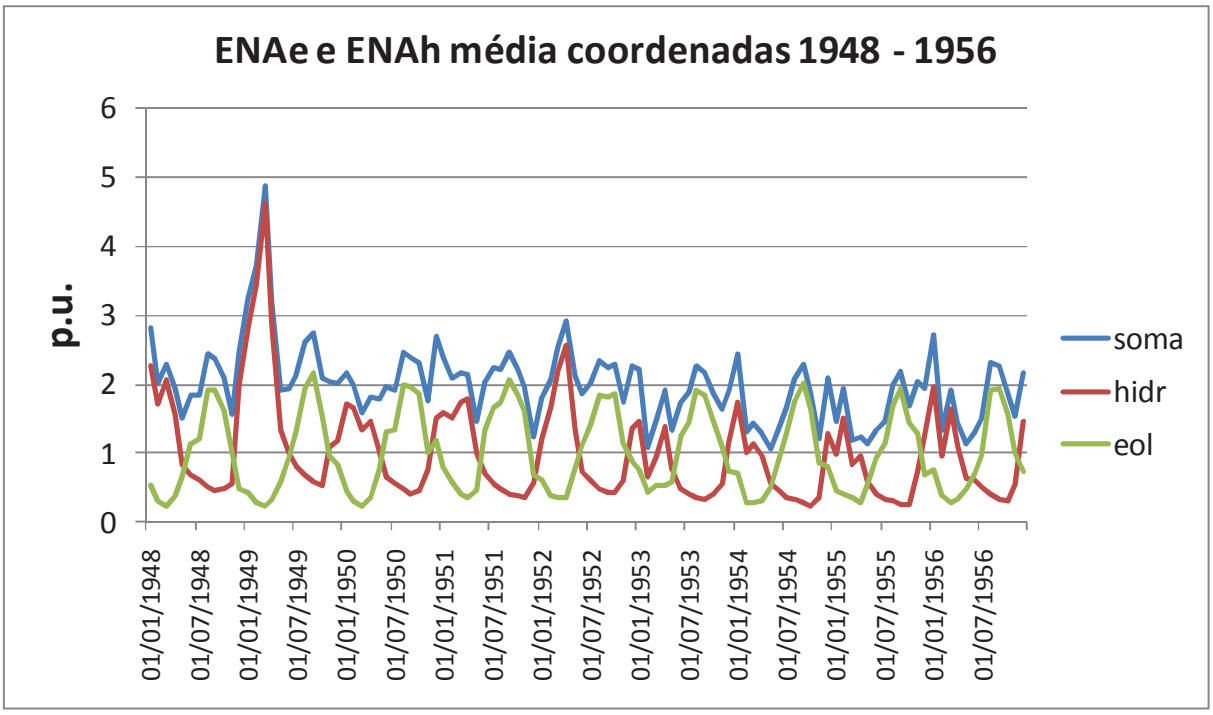


Figura 2.28 – Complementaridade eólica e hídrica Nordeste – 1948 a 1956 período de hidrologia crítica.

Fonte: Elaboração Própria

Para examinar a complementaridade plurianual, foram examinados ainda quatro casos adicionais:

a) O comportamento da disponibilidade eólica para os anos em que a ENA hidráulica é maior ou igual a 1;

b) O comportamento da disponibilidade eólica para os anos em que a ENA hidráulica é menor que 1;

c) O comportamento da disponibilidade hidráulica para os anos em que a ENA eólica é maior ou igual a 1;

d) O comportamento da disponibilidade hidráulica para os anos em que a ENA hidráulica é menor que 1;

Para o caso (a), nos meses com ENA hidráulica maior ou igual a 1, 89,4% dos meses ficam com ENA eólica abaixo de 1, conforme pode ser observado na figura 2.29:

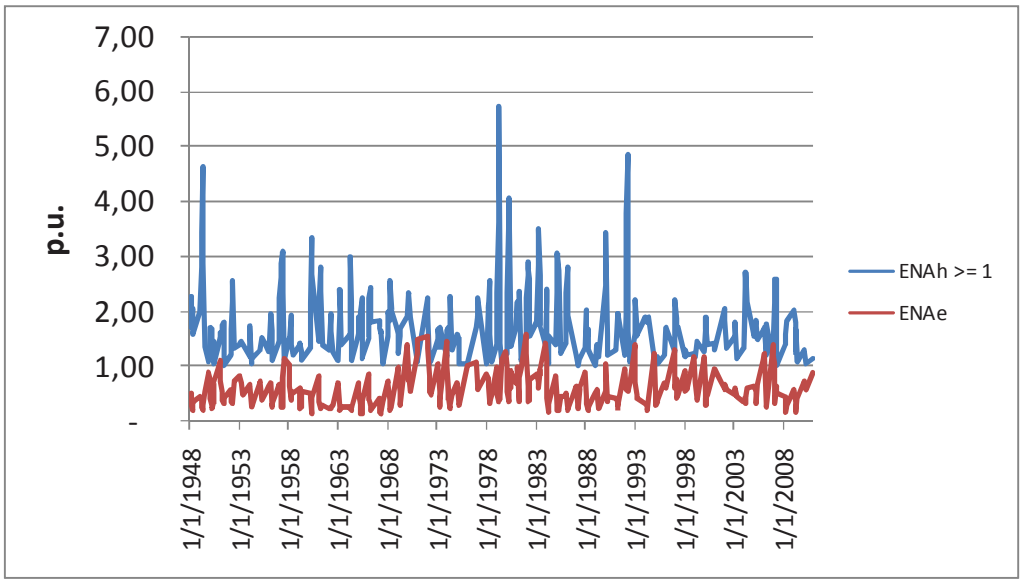


Figura 2.29 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAh >= 1

Fonte: Elaboração Própria

Para o caso (b), considerando-se os meses com ENA hidráulica menor do que 1, tem-se que 70,5% dos meses possuem ENA eólica maior ou igual a 1, de acordo com a figura 2.30:

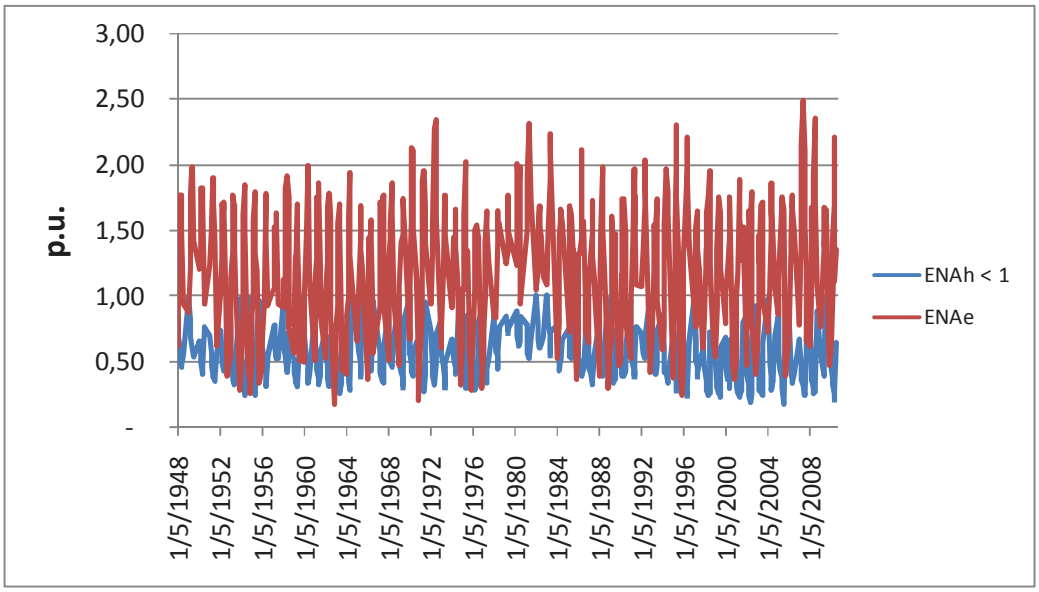


Figura 2.30 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAh < 1

Fonte: Elaboração Própria

No caso (c), considerando agora para os meses com ENA eólica maior ou igual a 1, 91,76% dos meses apresentam ENA hidráulica menor do que 1, conforme figura 2.31:

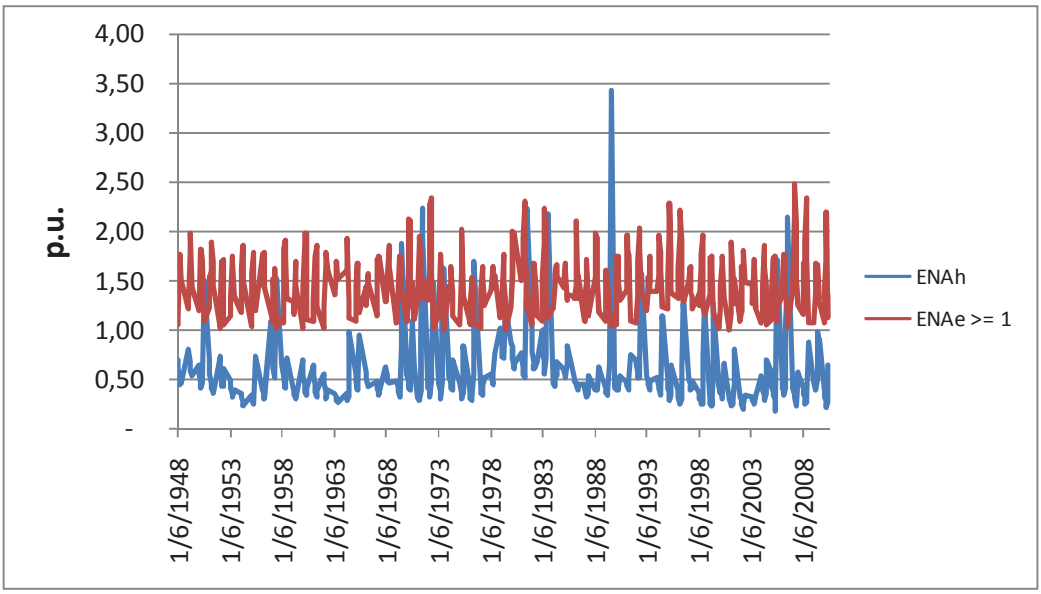


Figura 2.31 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAe >= 1

Fonte: Elaboração Própria

No caso (d), para os meses com a ENA eólica menor do que 1, 64,3% dos meses apresentaram afluência maior ou igual a 1, conforme figura 2.32:

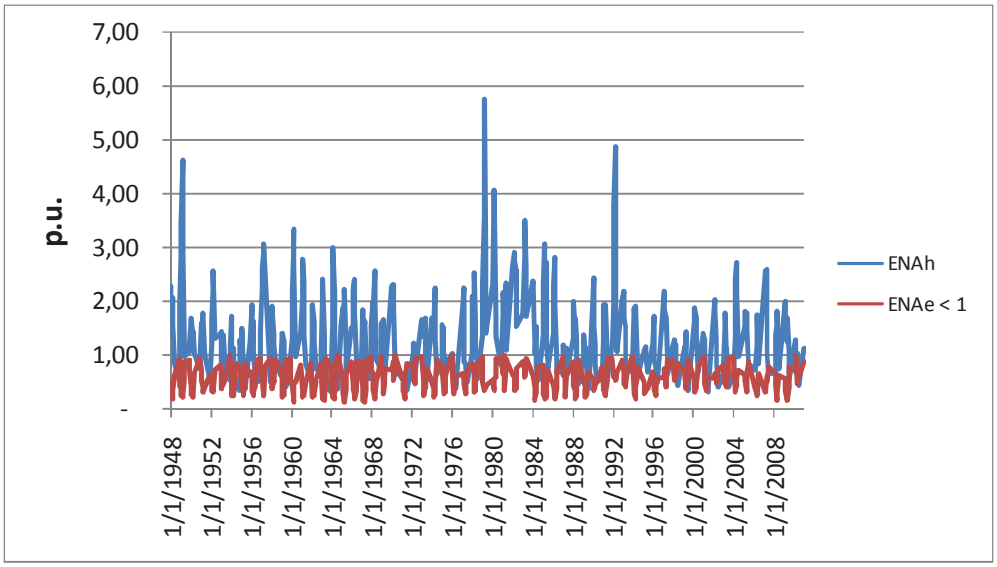


Figura 2.32 – Complementaridade Eólica e Hidráulica Nordeste ENAe < 1

Fonte: Elaboração Própria

Assim, na maioria dos casos, pode-se dizer que em meses de maior afluência hidráulica há uma menor disponibilidade eólica e vice-versa.

Adicionalmente, foi desenvolvido outro exercício análogo ao anterior, porém neste caso ao invés das médias das 10 coordenas, foi considerado o ponto eólico mais favorável (coordenada 6). A correlação para os dados eólicos da coordenada 6 apresentou valor de -0,65 e fator de capacidade de 39,5%. Em 10 meses a soma das duas Enas normalizadas unitárias

foi inferior a 1. Portanto, nos demais 746 meses, seria possível atingir fator de capacidade médio superior a 50%.

Os resultados obtidos da análise desta seção indicam claramente uma tendência de complementaridade sazonal intra e plurianual, porém sua validade está condicionada as hipóteses adotadas e limitação de dados de 10 coordenadas eólicas e afluências hidráulicas do Nordeste. Face ao potencial demonstrado, conclui-se que a análise deveria ser ampliada para a ENA hidráulica do SIN e para um conjunto de pontos representativos da disponibilidade eólica do país.

2.5 Conclusões do Capítulo

O plano decenal 2010-2019 prioriza fontes renováveis de energia elétrica (biomassa, PCH e eólicas) por serem fontes que vem apresentando custos de geração de energia bastante competitivos. O capítulo mostrou a previsão de oferta do plano de 30 anos da EPE, considerando entrada de 22.900 MW de térmicas a carvão, gás natural e nuclear.

Este capítulo também analisou as curvas de aprendizado do Reino Unido e Espanha, bem como investigou a curva de aprendizado brasileira. A partir disso, o capítulo apresentou uma perspectiva de custos futuros para energia eólica brasileira.

O custo do investimento no Reino Unido apresentou PR de 81%, atingindo um custo de investimento da energia eólica de aproximadamente 1.200 US$/kW instalado em dólares de 2001. Portanto o custo do investimento no Reino Unido diminuiu mais do que no caso brasileiro. Por outro lado, considerando os valores da Espanha, o custo do investimento apresentou PR de 85%, considerando todo o período do estudo e 82% considerando apenas os primeiros anos da curva, valores próximos do caso brasileiro.

A curva brasileira de aprendizado apresenta um PR de 87%, ou seja, a cada dobro da capacidade instalada existe a redução de 13% no custo da tecnologia, considerando os valores em dólares do ano de contratação.

Considerando uma variação de PR de 77% a 81% conforme sugestão de Junginger (2005), os custos futuros da energia eólica no Brasil podem variar em 2030 de 1.155 US$/kW instalado a 1.770 US$/kW instalado respectivamente, com 1.380 US$/kW instalado no cenário de PR de 81%.

As curvas de aprendizado das tecnologias térmicas evidenciam que o ganho de aprendizado delas já ocorreu e a tendência é de estabilização, enquanto que a energia eólica apresenta bons sinais de redução.

A análise das tecnologias eólica e hidráulica no Nordeste mostrou complementaridade intra-anual e plurianual, com fator de capacidade para a eólica em torno de 40%.

3 ANÁLISE COMPARATIVA DA EÓLICA X CONVENCIONAL TÉRMICA, DESAFIOS E BENEFÍCIOS DA INSERÇÃO DA FONTE EÓLICA

Este capítulo mostra a capacidade térmica (carvão, gás natural e nuclear) prevista para entrada em operação de acordo com o plano de 30 anos da EPE, em seguida são calculados os custos de investimento, custos de O&M e custos de combustível das tecnologias térmicas e trazidos a valor presente. O montante de capacidade térmica é transformado em energia eólica, de acordo com o fator de capacidade e também são calculados os custos de investimento e custos de O&M e trazidos a valor presente para comparação com os custos das térmicas. Em seguida são inseridos os valores de custo de investimento das eólicas com os ganhos de aprendizado vistos no capítulo anterior, mostrando a competitividade da eólica em face ao modelo térmico sugerido. Custos das emissões de CO2 também são calculados neste capítulo, evidenciando mais um custo que a eólica não possui, além dos custos de combustível, emissões de CO2 e O&M até 2060, ano em que as últimas usinas a entrar de acordo com este estudo terminam sua vida útil. Variações de taxa de desconto, custos do gás natural e cenários de hidrologia compõem os cenários analisados nesta parte do trabalho, através de análises de sensibilidade. Uma proposta da estratégia de leilões de pacotes energia eólica é feita no capítulo, além de analisar desafios, estratégia e benefícios sinérgicos da inserção da fonte eólica para o atendimento da carga com usinas eólicas e hidráulicas quando da estabilização do crescimento populacional em 2040.

3.1 Premissas do Estudo

A tabela 3.1 mostra as premissas adotadas para este trabalho:

Tabela 3.1 – Premissas do Estudo

Premissas do estudo			
Taxa de Desconto	6%	8%	10%
Custo do Gás Natural	5 US$/MM BTU	7,5 US$ MMBTU	10 US$ MMBTU
Fator de Capacidade Eólica	25%	40%	55%
Cenário de hidrologia boa Fator de Capacidade gás	10%		
Cenário de hidrologia média Fator de Capacidade gás	50%		
Cenário de hidrologia ruim Fator de Capacidade gás	90%		
Cenário de hidrologia boa Fator de Capacidade carvão	40%		
Cenário de hidrologia média Fator de Capacidade carvão	45%		
Cenário de hidrologia ruim Fator de Capacidade carvão	50%		
Fator de Capacidade Nuclear - todos os cenários	87%		
Curva de aprendizado Eólica - PR	77%	81%	87%
Custo O&M Eólicas	5 US$/MWh		
Custo O&M Nuclear	15 US$/MWh		
Custo O&M Carvão	8 US$/MWh		
Custo O&M Gás Natual - Fixo	3 US$/MWh		
Custo O&M Gás Natual - Variável	5 US$/MWh		

Fonte: Elaboração Própria

É importante destacar que o cenário de hidrologia média é o esperado, mas no trabalho também se analisam os cenários com hidrologia boa e ruim. Como este estudo é feito para um longo prazo, sabe-se que durante todos os anos não é factível realizar-se sempre hidrologia boa ou sempre hidrologia ruim. Dessa forma, estes dois cenários extremos são feitos apenas para verificar os valores máximos e mínimos de custos que as tecnologias tanto térmicas quanto eólicas possam apresentar.

3.2 Oferta térmica para substituição

A idéia deste capítulo é substituir a geração térmica prevista do plano 2030 por geração eólica. O montante de geração térmica adicionado no plano é de 22.900 MW a partir de 2005, como não seria factível considerar este montante a partir de 2005, pois algumas térmicas já entraram e também não seria factível considerar em 2010, uma vez que o ano atual é 2011, o estudo considera o montante a partir de 2015, no total de 15.500 MW. Esse montante será substituído por eólica. Desta forma, a partir do ano de 2015 foi congelado o total de térmicas da previsão e transformado em geração eólica conforme pode ser observado nas tabelas 3.2 e 3.3:

Tabela 3.2 – Total da oferta prevista pelo Plano 2030

Capacidade MW	2005	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	68600	99000	116100	137400	156300
Fontes alternativas	1415	5533	8783	13983	20883
PCH	1330	2330	3330	5330	8330
Eólicas	29	1382	2282	3482	4682
Biomassa	56	1821	2971	4521	6571
Resíduos	0	0	200	650	1300
Termelétricas	16900	24300	26800	30300	39800
Gás Natural	8700	13000	14000	15500	21000
Nuclear	2000	3300	4300	5300	7300
Carvão	1400	2500	3000	4000	6000
Outras centrais térmicas	4800	5500	5500	5500	5500
Oferta Total	**86915**	**128833**	**151683**	**181683**	**216983**

Fonte: Elaboração Própria, com base em EPE, 2010.

Total da oferta substituindo-se o montante térmico a partir de 2015 por eólico:

Tabela 3.3: Total da oferta prevista substituindo térmica por eólica

Capacidade MW	2005	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	68600	99000	116100	137400	156300
Fontes alternativas	1415	5533	11283	19983	36383
PCH	1330	2330	3330	5330	8330
Eólicas	29	1382	4782	9482	20182
Biomassa	56	1821	2971	4521	6571
Resíduos	0	0	200	650	1300
Termelétricas	16900	24300	24300	24300	24300
Gás Natural	8700	13000	13000	13000	13000
Nuclear	2000	3300	3300	3300	3300
Carvão	1400	2500	2500	2500	2500
Outras centrais térmicas	4800	5500	5500	5500	5500
Oferta Total	**86915**	**128833**	**151683**	**181683**	**216983**

Fonte: Elaboração Própria

No apêndice B, encontra-se uma análise caso as eólicas tivessem sido substituídas a partir de 2005 em relação ao plano de 30 anos, considerando o montante substituído de 22.900 MW.

3.3 Custos de geração das térmicas e fator de capacidade

CARVALHO & SAUER (2008), o custo de geração de Angra III é de 113,70 US$/MWh, considerando capacidade instalada de 1345 MW, fator de capacidade de 87% e um custo de investimento de 5800 US$/kW instalado, além do custo de combustível e custo de descomissionamento, conforme pode ser observado na tabela 3.4. O custo de geração a gás natural é de US$ 80/MWh, com capacidade instalada de 500 MW, fator de capacidade de 80% e com custo de capital de US$ 1000/kW instalado, considerando custo com combustível, de acordo com a tabela 3.6. O custo de geração de uma usina a carvão é de 134 US$/MWh, com capacidade instalada de 350 MW, fator de capacidade de 50% e custo de capital de 2150 US$/kW instalado, de acordo com a tabela 3.8.

3.3.1 Custo da geração térmica nuclear

Tomando-se como base a metodologia CARVALHO & SAUER (2008), o cálculo de uma usina térmica nuclear pode ser exemplificado conforme abaixo:

Tabela 3.4: Custos da geração nuclear

Nuclear característica	
Capacidade instalada (MW)	1345
Fator de Capacidade	0,87
Horas ano (número)	8760
Geração anual (MWh)	10.250.514
Custos de Investimento (US$)	
Custo Direto dos Equipamentos - C1	4.660.000.000
Despesas de Investidores - 8% de C1	372.800.000
Custos Diretos de Capital - C2	5.032.800.000
Juros durante a construção (6 anos)	2.768.040.000
Investimento capital - C3	7.800.840.000
Custos Anuais (US$)	
FRC	**0,10226**
Anuidade para repago	797.713.898
Seguro - 1% de C3 por ano	78.008.400
Manutenção - 3% de C1 por ano	139.800.000
Gerenciamento	25.294.000
Custos Anuais	1.040.816.298
Custos de geração (US$/MWh)	
Investimento + Custos Anuais	101,5
Custo Combustível (EPE)	10,4
Custo Descomissionamento	1,8
Custo Total da Geração	**113,7**

CRF: Fator de Recuperação do Capital para horizonte de 40 anos a uma taxa de 10% ao ano

Para a usina nuclear, será sempre utilizado neste trabalho o valor de fator de capacidade de 87% sem nenhuma variação, já que esta usina opera sempre na base porque apresenta custo de combustível baixo e apenas deixa de operar para troca de combustível.

3.3.2 Custo da geração térmica a gás natural – ciclo combinado

Para o cálculo do fator de capacidade, será utilizada a sensibilidade de acordo com as hidrologias históricas do Sistema Interligado Nacional, junto com os respectivos despachos térmicos. Assim, serão vistos três cenários de hidrologia: ruim, médio e um bom e será verificado o despacho térmico a gás natural no respectivo cenário.

Analisando-se o histórico de hidrologias do ano de 2000 a 2009 da região Sudeste/Centro-Oeste, tem-se a figura 3.1:

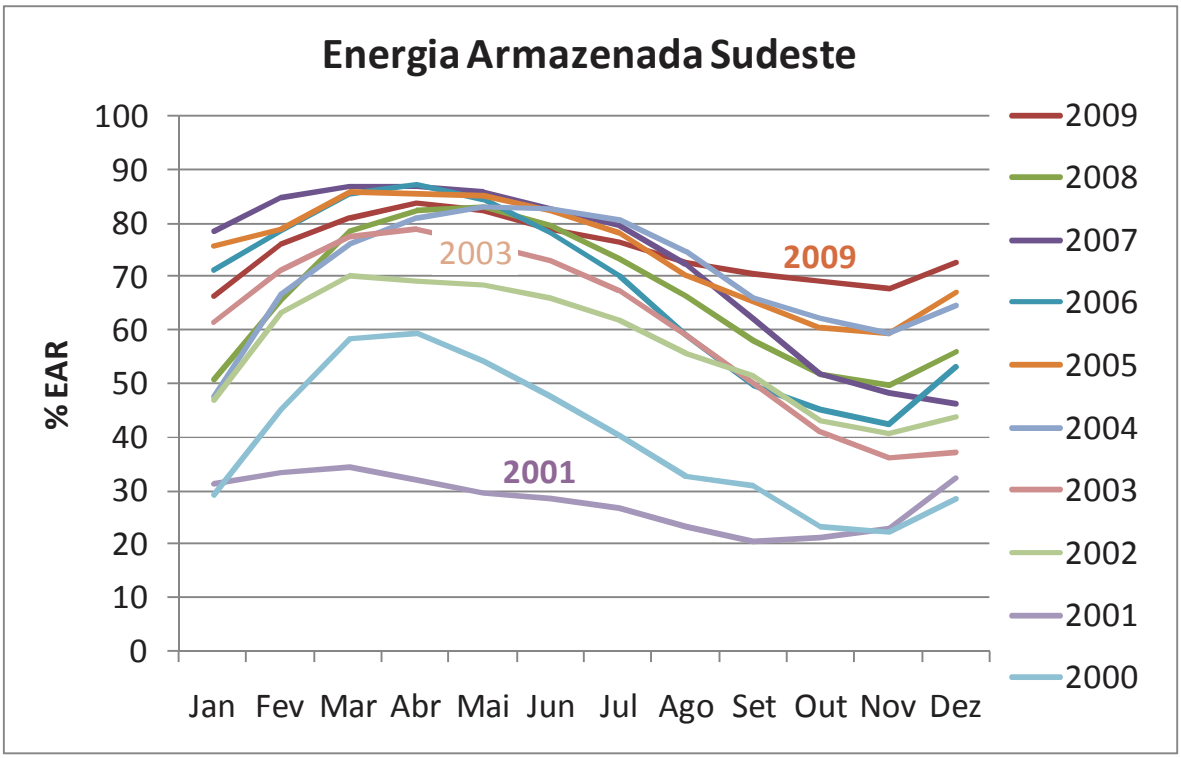


Figura 3.1 – Histórico da Energia Armazenada do Sudeste

Fonte: Elaboração Própria, com base em ONS, 2011.

Analisando-se a figura, percebe-se que o melhor ano de hidrologia do histórico apresentado foi o de 2009 e o pior foi o de 2001, quando do racionamento de energia.

Um outro ano escolhido para a análise de sensibilidade foi o de 2003, por apresentar valores médios de armazenamento. Assim, os anos escolhidos estão representados na figura 3.2:

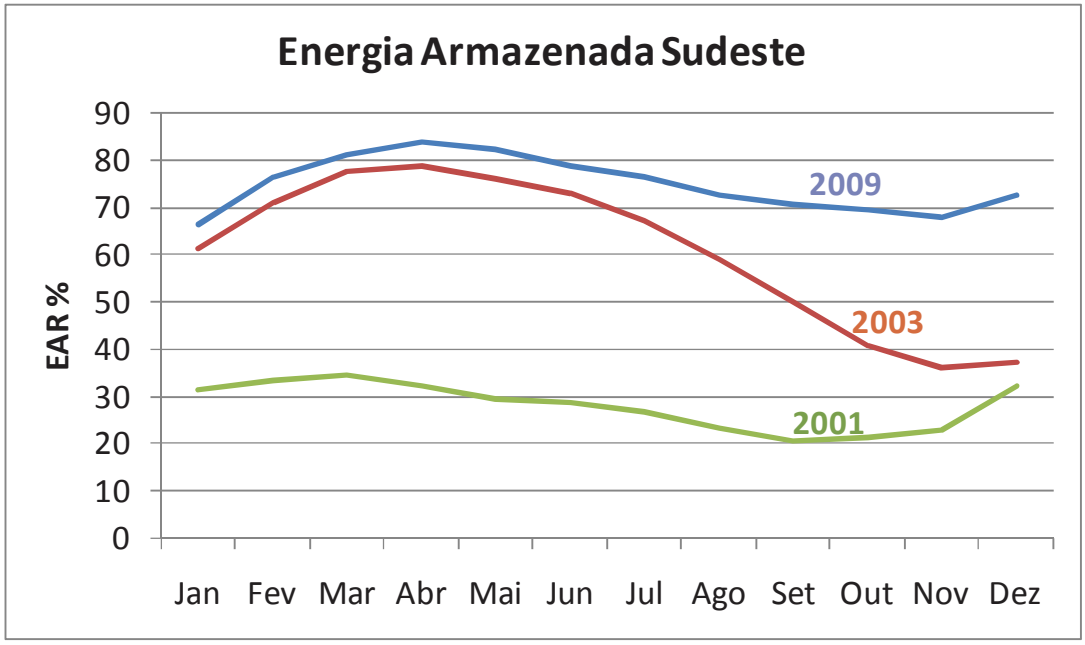


Figura 3.2 – Energia armazenada Sudeste dos cenários escolhidos

Fonte: Elaboração Própria, com base em ONS, 2011.

Com a geração anual a gás natural do Operador Nacional do Sistema e a capacidade instalada das mesmas usinas, verifica-se o fator de despacho utilizado no ano.

Os fatores de despacho histórico das usinas a gás natural são dados na tabela 3.5:

Tabela 3.5: Fator de despacho histórico – Gás Natural

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Capacidade Instalada a GN (MW)	2.056	4.030	5.374	7.873	8.190	8.190	8.694	9.061	9.651
Geração GWh	6.114	8.929	9.182	14.450	13.898	13.176	10.623	24.640	8.567
Fator de despacho GN	34%	25%	20%	21%	19%	18%	14%	31%	10%

Fonte: Elaboração própria, com base ONS.

Para o cenário de hidrologia ruim (2001), o fator de despacho das usinas a gás natural foi de 34%, ou seja, deve-se gerar maior quantidade de térmicas para o atendimento da carga. Para o cenário de hidrologia média (2003), o FC foi de 20% e para o cenário de hidrologia boa (2009), o FC foi de 10%, sendo menor o despacho térmico quando se tem boas condições hidrológicas.

Em períodos de hidrologia crítica como no período do racionamento, o ideal seria considerar a disponibilidade térmica máxima para atender a carga. Por isso, não será adotado o valor do histórico, mas sim um valor alto de disponibilidade de 90%. Para o cenário de hidrologia média será adotado um valor intermediário de 50% e para o cenário de hidrologia boa, será considerado o valor obtido para o ano de 2009, com fator de 10%.

Considerando a mesma metodologia para o cálculo da usina térmica nuclear, tem-se o exemplo da tabela 3.6 a ciclo combinado.

Tabela 3.6 – Custo da Geração Térmica a Gás Natural – Ciclo combinado

GN Ciclo combinado característica	
Capacidade instalada (MW)	500
Fator de Capacidade	0,8
Horas ano (número)	8760
Eficiência Termodinâmica	0,5
Geração anual (MWh)	3.504.000
Custos de Investimento (US$)	
Custo Direto dos Equipamentos	298.685.783
Despesas de Investidores	23.894.863
Custos Diretos de Capital	322.580.646
Juros durante a construção	177.419.355
Investimento capital	500.000.001
Custos Anuais (US$)	
CRF	0,1022
Anuidade para repago	51.100.000
Seguro	10.000.000
Manutenção	29.868.578
Gerenciamento	10.000.000
Custos Anuais	100.968.578
Custos de geração (US$/MWh)	
Investimento + Custos Anuais	28,8
Custo Combustível	51,18
Custo Total da Geração	**80,0**

Para o cálculo do custo de combustível, levou-se em consideração o custo de 7,5 US$/MM BTU e eficiência termodinâmica de 50%. Assim, sabendo-se que 1 MWh equivale a 3,4121 MM BTU, o custo do combustível é de 51,18 US$/MWh.

Uma sensibilidade do gás natural foi feita com custo do combustível variando de 5 US$/MM BTU a 10 US$/MM BTU, o que representa o custo de combustível na faixa de 34,12 US$/MWh a 68,24 US$/MWh, respectivamente.

3.3.3 Custo da geração térmica a gás natural – ciclo aberto

No caso da geração térmica em ciclo aberto, será utilizada a mesma metodologia para estimação dos custos, porém com alguns parâmetros diferentes de acordo com características de operação da Usina Termelétrica de Três Lagoas da Petrobrás e dados do fabricante de turbinas a gás GE.

A usina a ciclo aberto apresenta uma eficiência térmica menor de aproximadamente 36%. A eficiência é baixa, pois os gases de exaustão possuem altas temperaturas e são desperdiçados na atmosfera. Requer maior queima de combustível e os custos operacionais são mais elevados quando comparados ao ciclo combinado.

A tabela 3.7 exemplifica o cálculo do custo de geração de uma usina operando com gás natural a ciclo aberto.

Tabela 3.7 – Custo da Geração Térmica a Gás Natural – Ciclo aberto

GN ciclo aberto característica	
Capacidade instalada (MW)	288
Fator de Capacidade	0,8
Horas ano (número)	8760
Eficiência Termodinâmica	0,36
Geração anual (MWh)	2.018.304
Custos de Investimento (US$)	
Custo Direto dos Equipamentos	103.226.000
Despesas de Investidores	8.258.080
Custos Diretos de Capital	111.484.080
Juros durante a construção	61.316.244
Investimento capital	172.800.324
Custos Anuais (US$)	
CRF	0,10226
Anuidade para repago	17.670.561
Seguro	3.456.006
Manutenção	10.322.600
Gerenciamento	3.456.006
Custos Anuais	34.905.174
Custos de geração (US$/MWh)	
Investimento + Custos Anuais	17,3
Custo Combustível	71,09
Custo Total da Geração	**88,4**

Fonte: Elaboração Própria, com base em Branco, 2005.

O cálculo do combustível foi feito da mesma forma que no caso de ciclo combinado, porém com eficiência de 36%. Também foi feita variação do custo de 5 a 10 US$/MM BTU, o que representa o custo de combustível variando de US$ 47,39/MWh a US$ 94,78/MWh.

3.3.4 Custo da geração térmica a carvão

Exemplificando o cálculo do custo da térmica a carvão, tem-se a tabela 3.8:

Tabela 3.8: Custo da geração térmica a carvão

Carvão característica	
Capacidade instalada (MW)	350
Fator de Capacidade	0,5
Horas ano (número)	8760
Geração anual (MWh)	1.533.000
Custos de Investimento (US$)	
Custo Direto dos Equipamentos	449.522.103
Despesas de Investidores	35.961.768
Custos Diretos de Capital	485.483.871
Juros durante a construção	267.016.129
Investimento capital	752.500.000
Custos Anuais (US$)	
CRF	0,1022
Anuidade para repago	76.905.500
Seguro	24.080.000
Manutenção	53.942.652
Gerenciamento	26.337.500
Custos Anuais	181.265.652
Custos de geração (US$/MWh)	
Investimento + Custos Anuais	118,2
Custo Combustível	15,79
Custo Total da Geração	**134,0**

O cálculo do custo de combustível da térmica a carvão é feito a partir de valores de custo de 20 US$/ton, com poder calorífico de 3300 kcal/kg e eficiência termodinâmica de 33%. As 3300 kcal/kg representam 3,838 MWh/ton térmicos, aplicando-se a eficiência de 33%, tem-se 1,26 MWh/ton elétrico, considerando o custo por tonelada, tem-se o valor de 15,79 US$/MWh.

Da mesma forma que no cálculo do custo da geração térmica a gás natural, serão levados em consideração os mesmos cenários hidrológicos. Analisando-se a geração térmica a carvão e suas respectivas capacidades instaladas, chegou-se a valores de fator de despacho de 51% para o cenário de hidrologia ruim, fator de 42% para cenário médio e 42% para o cenário de hidrologia boa.

A tabela 3.9 mostra o fator de despacho histórico da operação das usinas a carvão do sistema.

Tabela 3.9: Fator de despacho histórico – Carvão

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Capacidade Instalada a Carvão (MW)	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410
Geração GWh	6.241	5.062	5.239	6.346	6.107	6.687	6.199	6.269	5.193
Fator de despacho Carvão	51%	41%	42%	51%	49%	54%	50%	51%	42%

Fonte: Elaboração própria, com base ONS.

Para dar uma maior variabilidade ao estudo, será considerado o fator de despacho de 40% para hidrologia boa, 45% para cenário de hidrologia média e 50% para o cenário de hidrologia ruim.

3.4 Custo de Capital das Usinas Térmicas

Todos estes custos de investimento, exceto para energia nuclear, são hoje menores do que os custos de instalação de uma usina eólica, que conforme visto no capítulo anterior varia em torno de US$ 2.454/kW instalado. Entretanto, há necessidade de olhar a longo prazo com a curva de aprendizado, verificando a viabilidade eólica, e também levar em consideração o custo com combustível das térmicas, custos das emissões de CO2, já que a eólica não possui estes custos.

A previsão do aumento da capacidade instalada de acordo com o plano de 2030 por tipo de térmica é dado na tabela 3.10:

Tabela 3.10: Aumento da capacidade instalada térmica

MW	2020	2025	2030	Total
Gás Natural	1000	1500	5500	***8000***
Nuclear	1000	1000	2000	***4000***
Carvão	500	1000	2000	***3500***
	2500	**3500**	**9500**	***15500***

Fonte: EPE, 2007

Considerando as capacidades do plano entrando a partir de 2020 (trazidos para o ano de 2016 com crescimento linear, já que em 2015 foi o último ano de entrada de oferta da EPE) e depois o restante da capacidade entrando com crescimento ano a ano até 2030, tem-se a figura 3.3:

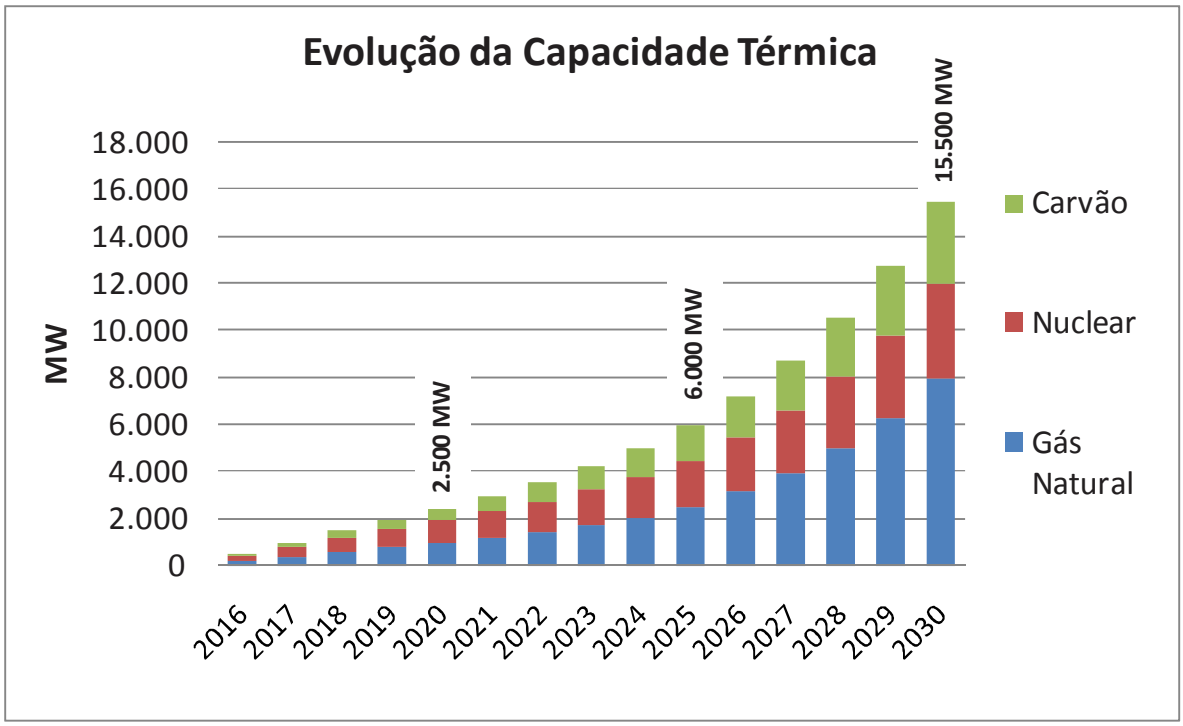


Figura 3.3 – Capacidade adicional por ano do Plano de 30 anos da EPE

Fonte: Elaboração Própria, com base EPE, 2011.

Considerando que 80% das usinas a gás natural sejam de ciclo combinado e 20% de ciclo aberto, o custo da usina térmica a gás natural ciclo combinado seja de US$ 1.000/kW instalado, o custo da usina térmica a gás natural ciclo aberto seja de US$ 600/kW instalado, o custo da usina térmica nuclear seja de US$ 5.800/kW instalado e o custo da usina térmica a carvão seja de US$ 2.150/kW instalado, tem-se o custo de capital gasto de 2016 a 2030 de aproximadamente 38 bilhões de dólares, conforme tabela 3.11:

Tabela 3.11: Custo de capital das Térmicas (correntes)

US$	Total
Gás Natural CC	6.400.000.009
Gás Natural CA	960.000.000
Nuclear	23.200.000.000
Carvão	7.525.000.000
	38.085.000.009

Fonte: Elaboração Própria.

Calculando o valor presente desta quantia com taxa de desconto de 8% ao ano:

$$VP = VF * (1+i)^{-n} \quad (3.1)$$

Onde:

VF é o valor futuro;

VP é o valor presente;

i é a taxa de desconto;

n é o período.

Este custo representa aproximadamente 13,8 bilhões de dólares em valor presente.

Tabela 3.12: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	2.090.481.431
VP GN CA	313.572.214
VP NUCLEAR	8.808.650.484
VP CARVÃO	2.595.716.087
	13.808.420.216

Fonte: Elaboração Própria

Como a fonte térmica nuclear apresenta o maior custo de investimento, no apêndice C é feita uma análise caso não tivesse esta oferta térmica. Assim o montante a ser substituído de térmica por eólica passou de 15.500 MW para 11.500 MW.

3.5 Custo de O&M das Usinas Térmicas

O custo de O&M é dado a seguir, considerando os valores de 3 US$/MWh e 5 US$/MWh para custo fixo e custo variável respectivamente, para o gás natural tanto de ciclo combinado como de ciclo aberto, ou seja, foi utilizado 3US$/MWh considerando a disponibilidade e mais 5 US$/MWh sobre a energia efetivamente gerada, conforme gerente de comercialização de energia da Petrobrás (informação pessoal)[23]. Para usinas nucleares foi utilizado o custo de combustível de 15 US$/MWh, de acordo com Nuclear Energy Institute e adotado 8 US$/MWh para usinas a carvão.

Tabela 3.13: Custo de O&M das térmicas

[23] DIUANA, D. Z., mensagem recebida por demetriusdiuana@globo.com em 09 fev. 2011. No email a informação sugeria o custo de 5 US$/MWh tanto para custo fixo, como para custo variável, mas no estudo foi adotado o valor de 3 US$/MWh para o custo fixo, porque acredita-se que hoje o valor seja menor e ainda contribui para redução do custo das térmicas.

US$	Total
Gás Natural CC	1.482.379.710
Gás Natural CA	370.594.927
Nuclear	3.023.721.587
Carvão	611.144.316
	5.487.840.540

Em VP com taxa de 8% ao ano:

Tabela 3.14: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	466.600.855
VP GN CA	116.650.214
VP NUCLEAR	1.019.406.777
VP CARVÃO	194.302.114
	1.796.959.960

3.6 Custo de Combustível das usinas térmicas

Para o cenário de hidrologia boa, que considera o FC do gás natural em 10%, o FC do carvão em 40% e o FC da nuclear em 87%, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU, tem-se a tabela 3.15:

Tabela 3.15: Custo de Combustível hidrologia boa

US$	Total
Gás Natural CC	1.379.462.129
Gás Natural CA	478.979.906
Nuclear	2.451.230.300
Carvão	1.072.290.239
	5.381.962.574

Em VP:

Tabela 3.16: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa

US$ 2011	Total
VP GN CC	434.206.031
VP GN CA	150.765.983
VP NUCLEAR	826.399.094
VP CARVÃO	340.914.993
	1.752.286.100

Considerando o cenário de hidrologia médio, tem-se o seguinte custo de combustível, com fator de capacidade de 50% para o gás natural, 45% para o carvão e 87% para nuclear, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela 3.17: Custo de Combustível hidrologia média

US$	Total
Gás Natural CC	6.897.310.646
Gás Natural CA	2.394.899.530
Nuclear	2.451.230.300
Carvão	1.206.326.519
	12.949.766.995

Em VP:

Tabela 3.18: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média

US$ 2011	Total
VP GN CC	2.171.030.153
VP GN CA	753.829.914
VP NUCLEAR	826.399.094
VP CARVÃO	383.529.367
	4.134.788.528

O cálculo do combustível, considerando um cenário ruim de hidrologia com FC do gás de 90%, FC do carvão de 50% e FC da nuclear de 87%, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela 3.19: Custo de Combustível hidrologia ruim

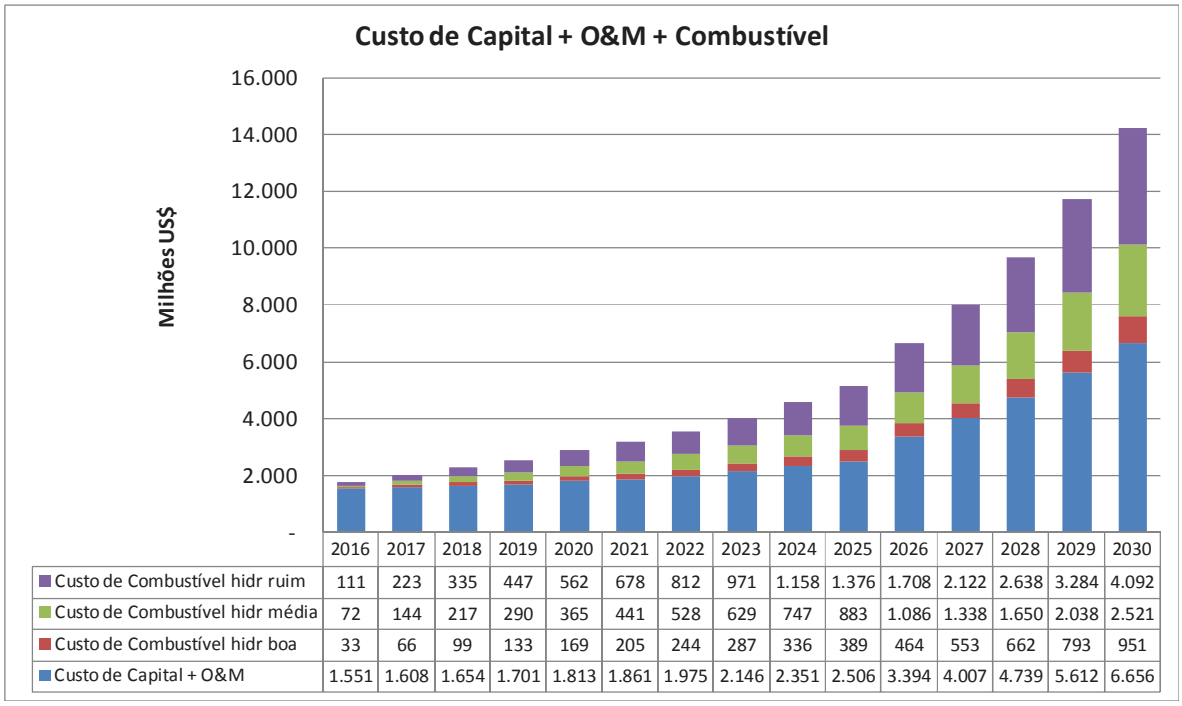
US$	Total
Gás Natural CC	12.415.159.163
Gás Natural CA	4.310.819.154
Nuclear	2.451.230.300
Carvão	1.340.362.799
	20.517.571.415

Em VP:

Tabela 3.20: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim

US$ 2011	Total
VP GN CC	3.907.854.275
VP GN CA	1.356.893.845
VP NUCLEAR	826.399.094
VP CARVÃO	426.143.741
	6.517.290.955

A figura 3.4 mostra quanto é gasto durante os anos de 2016 e 2030 em custo de capital, custo de O&M e custo com combustível, com custo de 7,5 US$/MM BTU para o gás natural.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Custo de Combustível hidr ruim	111	223	335	447	562	678	812	971	1.158	1.376	1.708	2.122	2.638	3.284	4.092
Custo de Combustível hidr média	72	144	217	290	365	441	528	629	747	883	1.086	1.338	1.650	2.038	2.521
Custo de Combustível hidr boa	33	66	99	133	169	205	244	287	336	389	464	553	662	793	951
Custo de Capital + O&M	1.551	1.608	1.654	1.701	1.813	1.861	1.975	2.146	2.351	2.506	3.394	4.007	4.739	5.612	6.656

Figura 3.4 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível de acordo com os cenários de hidrologia

Fonte: Elaboração Própria

Em Valor Presente tem-se o seguinte gasto:

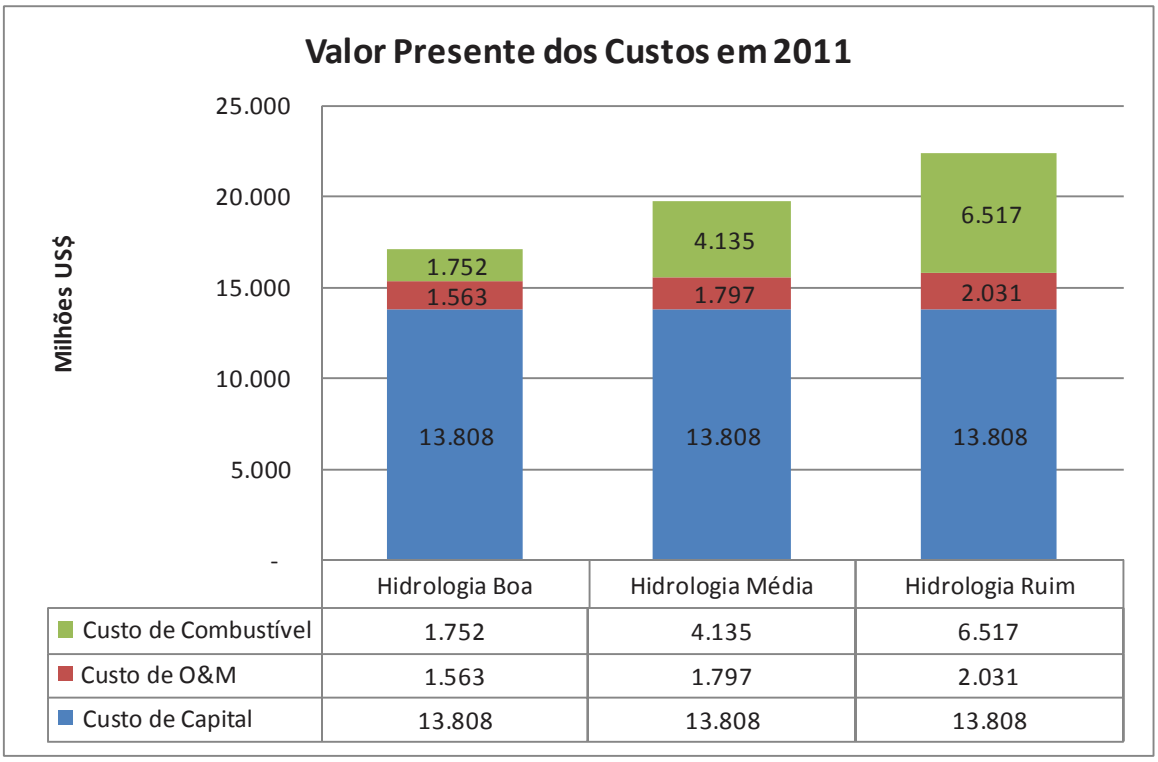


Figura 3.5 – Valor Presente dos custos das térmicas

Fonte: Elaboração Própria.

3.7 Evolução da expansão da oferta em termos de energia

3.7.1 Cenário de Hidrologia boa

A figura 3.6 mostra a evolução da oferta de energia ano a ano pelo plano de 30 anos dado a expansão de gás natural, nuclear e carvão, considerando o cenário de hidrologia boa.

Observa-se através da figura que a geração total no cenário de hidrologia boa é de 49.756.800 MWh, representada pelas gerações térmicas a gás natural, nuclear e carvão. A maior geração é a nuclear devido ao fator de despacho adotado de 87%, enquanto que as térmicas a gás natural e a carvão tiveram valores de despacho adotados bem inferiores, de 10 e 40%, respectivamente.

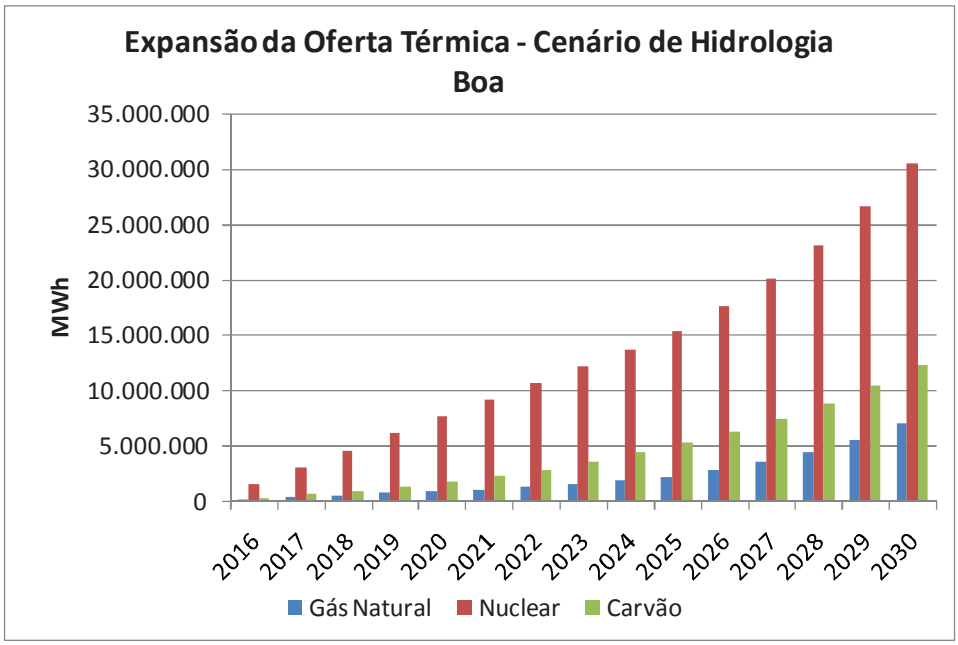


Figura 3.6 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

3.7.2 Cenário de Hidrologia Média

Considerando o cenário de hidrologia média, a previsão de geração térmica é de 79.321.800 MWh

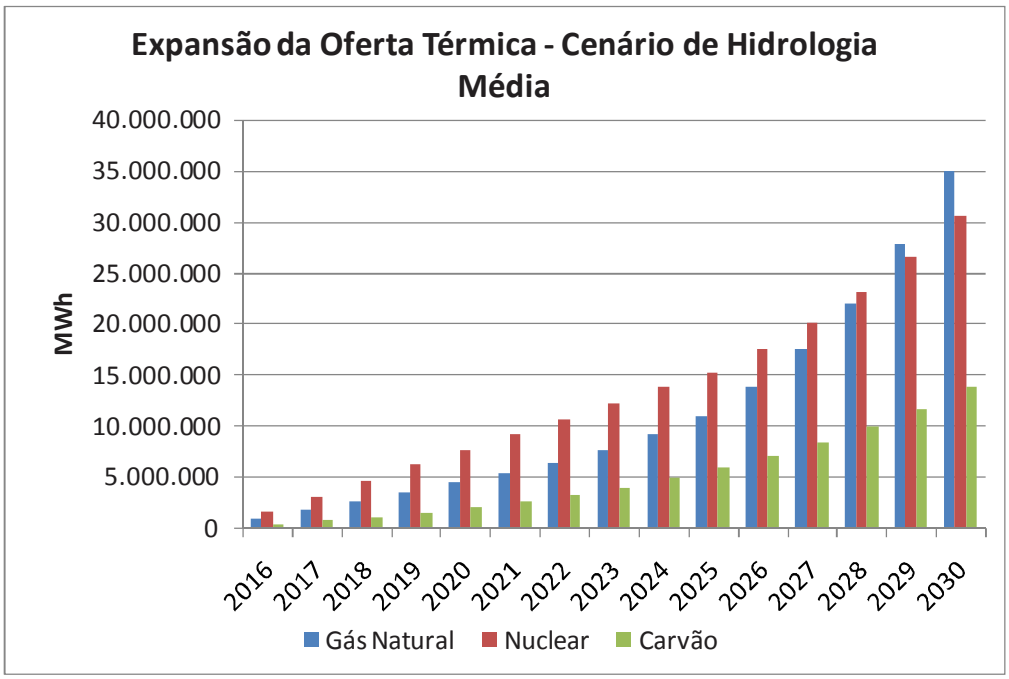


Figura 3.7 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia média

Fonte: Elaboração Própria

3.7.3 Cenário de Hidrologia ruim

E considerando o cenário de hidrología ruim, tem-se a seguinte previsão de geração de 108.886.800 MWh:

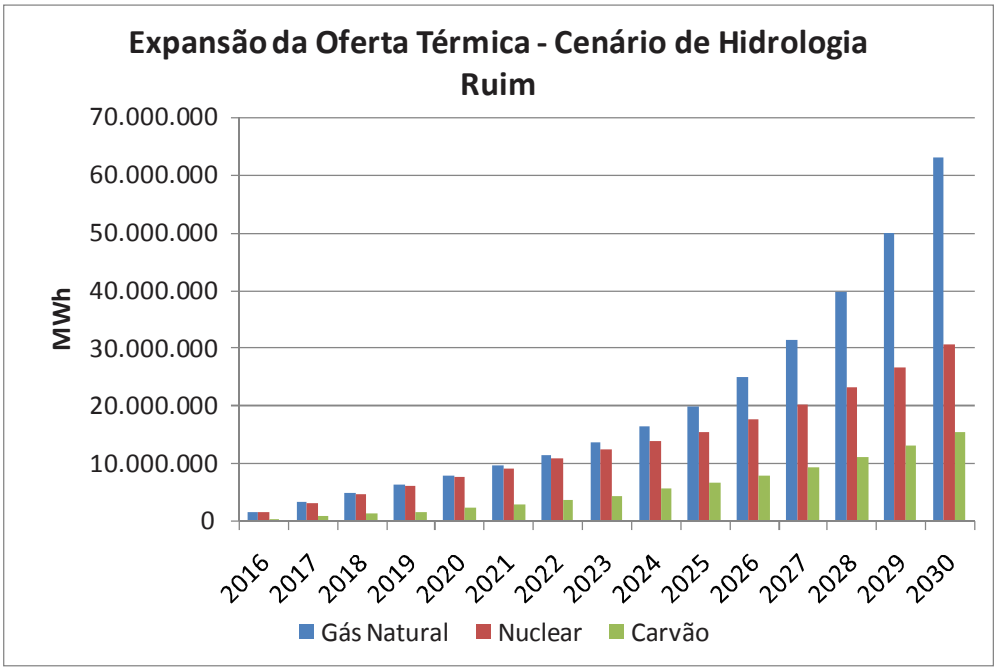


Figura 3.8 – Expansão da oferta térmica do plano 30 anos considerando cenário de hidrologia ruim

Fonte: Elaboração Própria

3.8 Expansão da oferta em termos de potência eólica

Considerando o cálculo de Potência de acordo com as equações seguintes:

$$CF = \int_{0}^{8760} \frac{P(t)dt}{Pnom * 8760} \quad (3.2)$$

$$CF = \frac{Energia_Gerada_em_um_ano}{Pnom * 8760} \quad (3.3)$$

Onde:

CF: fator de capacidade;

Pnom: Potência Nominal

E considerando-se os três cenários de hidrologia: boa, média e ruim, a potência eólica necessária para atender cada cenário seria diferente, dado um fator de capacidade considerado anual de 40%. No caso da ocorrência de hidrologia boa, a potência eólica necessária para gerar aproximadamente 50 TWh seria de 14.200 MW. No caso de hidrologia média, a potência eólica necessária seria de 22.638 MW para gerar 79 TWh e no caso da ocorrência de hidrologia ruim, a potência necessária para o atendimento de aproximadamente 109 TWh, seria de 31.075 MW.

Isso ocorre porque o fator de capacidade de energia eólica é diferente do fator de capacidade da energia térmica, desta forma, ao invés de ser calculado através da disponibilidade inserida, o cálculo é feito através da energia produzida no período.

Como não é possível incrementar e decrementar a potência durante um ano para contemplar um cenário, este trabalho irá adotar o cenário de hidrologia média para cálculo dos custos. Mesmo assim, devido à hipótese da complementaridade das fontes hidráulica com a eólica, em períodos de hidrologia ruim, consideram-se boas condições de ventos. Sendo assim, o fator de capacidade da eólica vai variar e pode atender do cenário mais crítico (hidrologia ruim) ao cenário mais confortável (hidrologia boa). Essa é uma premissa a ser validada em trabalhos futuros, assim encontra-se no apêndice A, a avaliação dos cálculos considerando-se o cenário de hidrologia ruim.

A previsão da capacidade eólica considerando o cenário de hidrologia média é dada na tabela 3.21:

Tabela 3.21: Capacidade térmica substituída por eólica

Cenário de Hidrologia Média

MW	2020	2025	2030
Evolução da capacidade instalada eólica (ex-térmica)	3.988	9.163	22.638

Fonte: Elaboração Própria

O fator de capacidade da eólica que permite atingir o valor de geração do caso crítico é 55%. O fator considerado no caso de hidrologia média foi 40%. E no caso de hidrologia boa, o fator de capacidade eólico suficiente para atender a oferta é de 25%.

A figura 3.9 mostra com a mesma potência do cenário de hidrologia média (22.638 MW), a geração de energia durante os anos de 2016 a 2030, considerando os fatores de capacidade de 55%, 40% e 25% a fim de demonstrar o atendimento em todos os cenários.

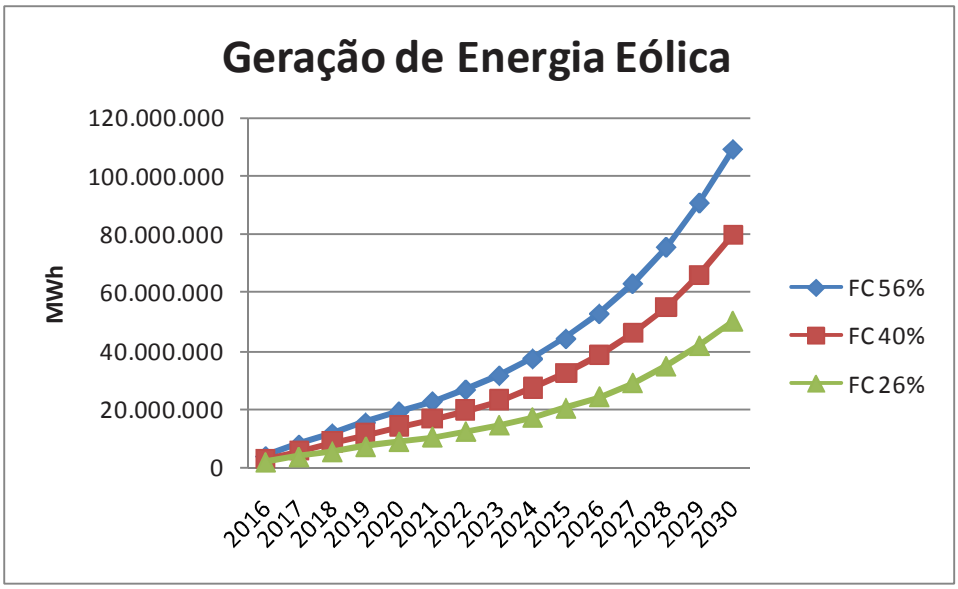


Figura 3.9 – Geração de energia elétrica a partir de fonte eólica com diversos fatores de capacidade

Fonte: Elaboração Própria

A evolução da previsão de capacidade instalada eólica é dada na figura 3.10 considerando o cenário de hidrologia média:

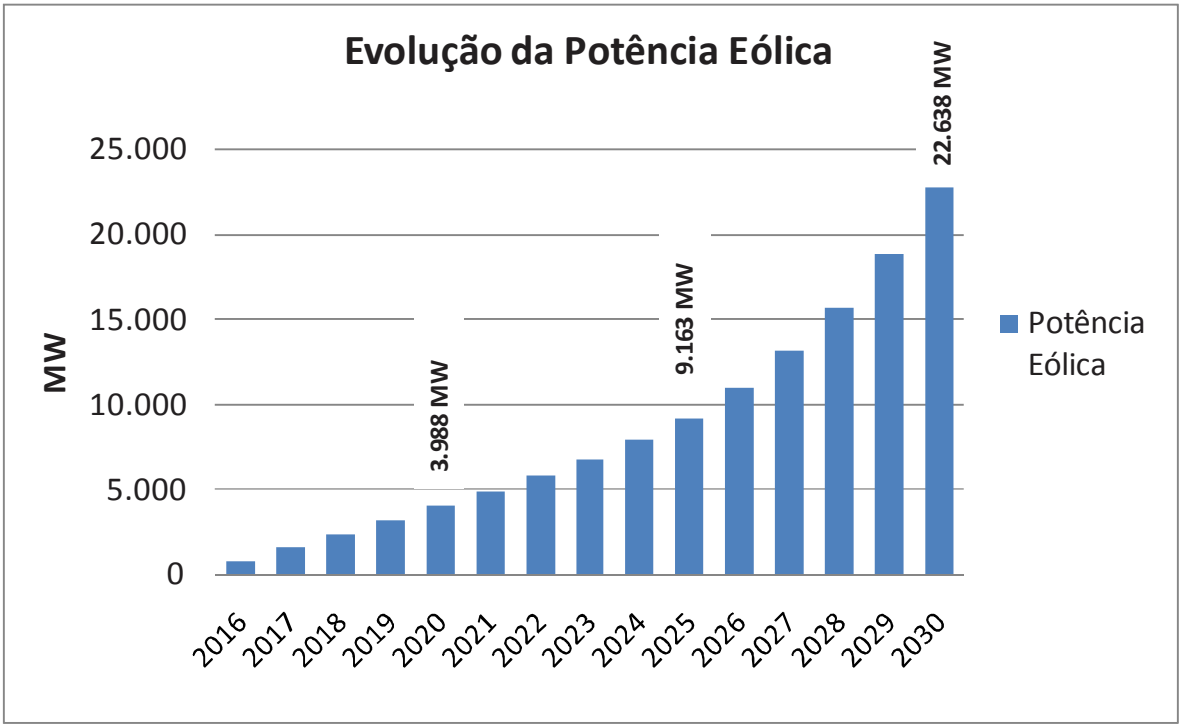


Figura 3.10 – Evolução da Potência Eólica

Fonte: Elaboração Própria

3.9 Custo de Capital energia eólica – hidrologia média

O custo de capital de energia eólica para o cenário de hidrologia média é dado na tabela 3.22:

Tabela 3.22: Custo de Capital Eólicas

US$	Total
Eólicas	55.552.425.000

Em VP, o custo é de 19,4 bilhões de dólares:

Tabela 3.23: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	19.454.930.884

3.10 Custo de O&M Energia eólica – hidrologia média

Em relação aos custos com Operação e Manutenção, tem-se a tabela 3.24, considerando o custo de O&M de 5 US$/MWh.

Tabela 3.24: Custo de O&M das Eólicas

US$	Total
Eólicas	2.232.133.592

Em VP com taxa de 8%:

Tabela 3.25: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	726.355.203

3.11 Ganho de aprendizado energia eólica – hidrologia média

Considerando a curva de aprendizado vista no capítulo anterior, percebe-se que há uma redução de custo com o aumento do aprendizado na tecnologia, no caso estudado houve uma redução de 13% a cada dobro da capacidade instalada.

Considerando que a curva de aprendizado brasileira continuará apresentando uma redução de 13% a cada dobro da capacidade instalada até o final do horizonte de estudo, a previsão de custos futuros para a energia eólica é dada pela figura 3.11, conforme visto no capítulo anterior:

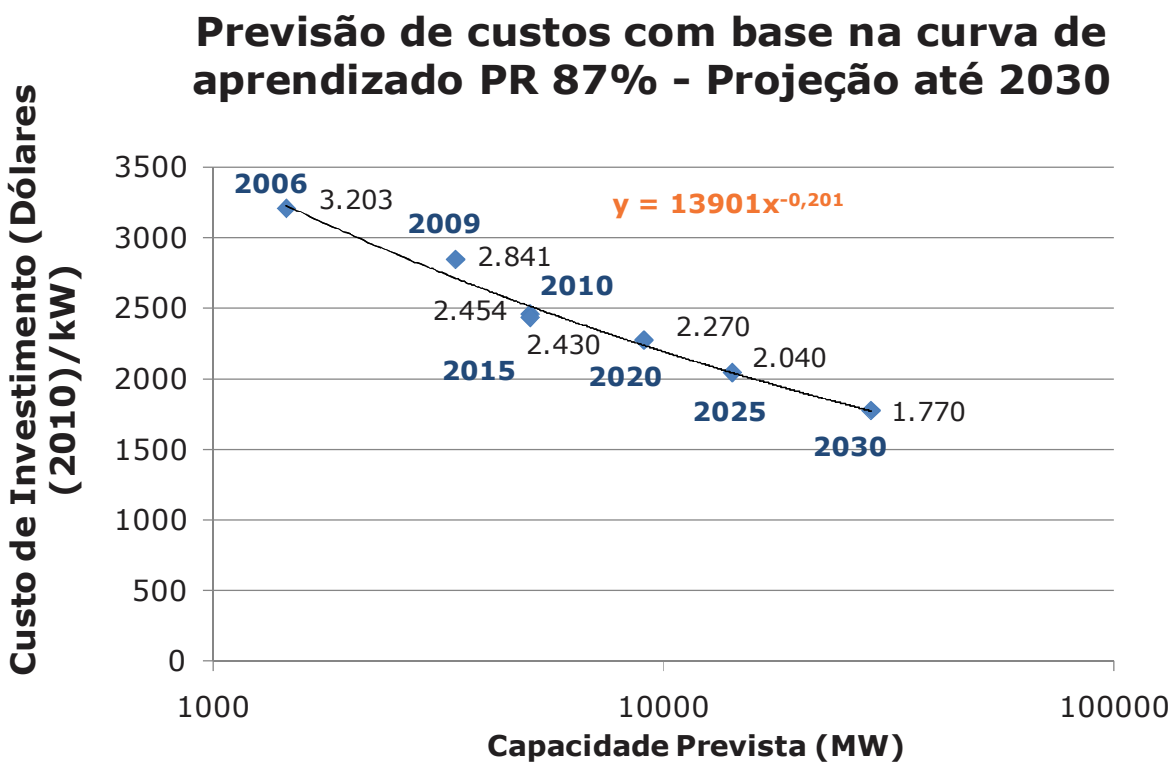


Figura 3.11 – Previsão de custos com PR de 87%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando a taxa de 8% com o cenário de hidrologia média, calcula-se o gasto anualmente até 2030 com o custo de capital da energia eólica, considerando PR de 87%.

Tabela 3.26: Custo de capital em 2030 com PR de 87%

US$	Total
Eólicas 87%	47.473.887.602

Fonte: Elaboração Própria

Em valor presente, o custo passa a ser de:

Tabela 3.27: Valor Presente do custo de capital em 2030 com PR de 87%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	17.147.605.823

Fonte: Elaboração Própria

Assim, tem-se o valor presente dos gastos com investimentos eólicos com ganho de aprendizado (PR de 87%) na ordem de 17 bilhões de dólares, 24% maior do que os gastos com capital em geração térmica.

Para o cenário de hidrologia média, a curva de aprendizado para o cenário com PR de 77% é a seguinte, conforme visto no capítulo anterior:

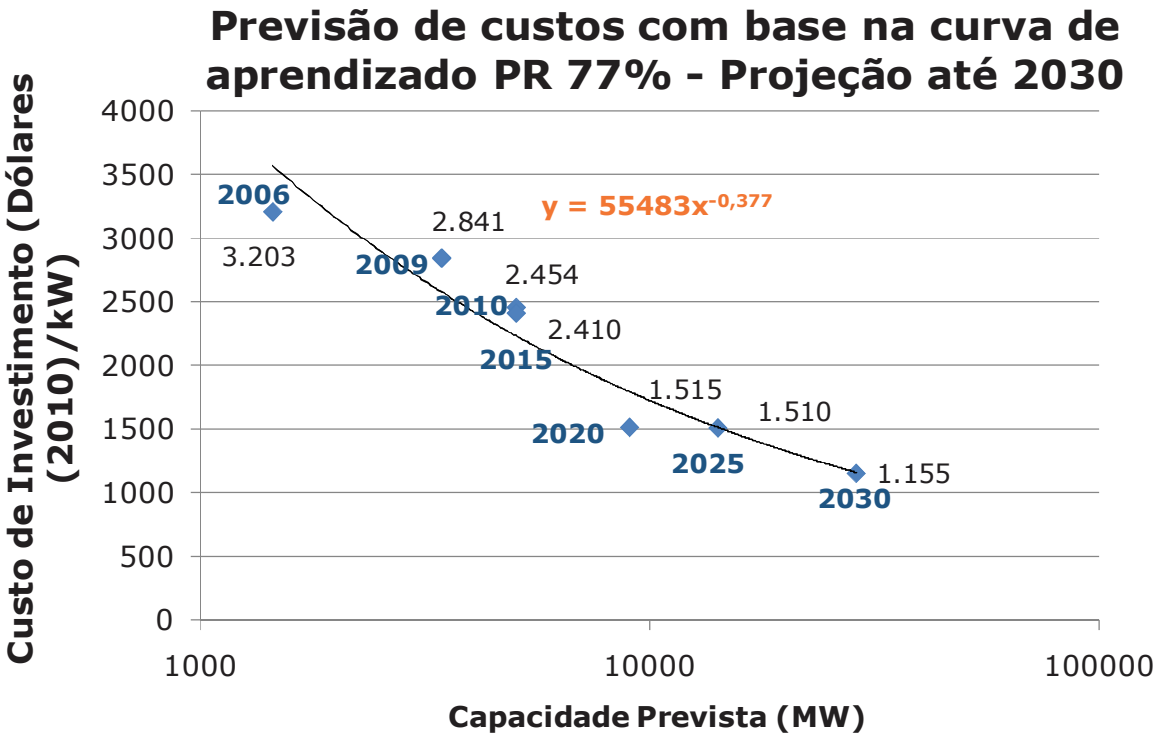


Figura 3.12 – Previsão de custos com PR de 77%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando PR de 77%, o custo de capital é menor:

Tabela 3.28: Custo de capital em 2030 com PR de 77%

US$	Total
Eólicas 77%	35.687.855.693

Em valor Presente, tem-se:

Tabela 3.29: Valor Presente do Custo de capital em 2030 com PR de 77%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	13.391.669.183

Considerando o cenário de PR de 81%, a curva de aprendizado é a seguinte, conforme visto no capítulo anterior:

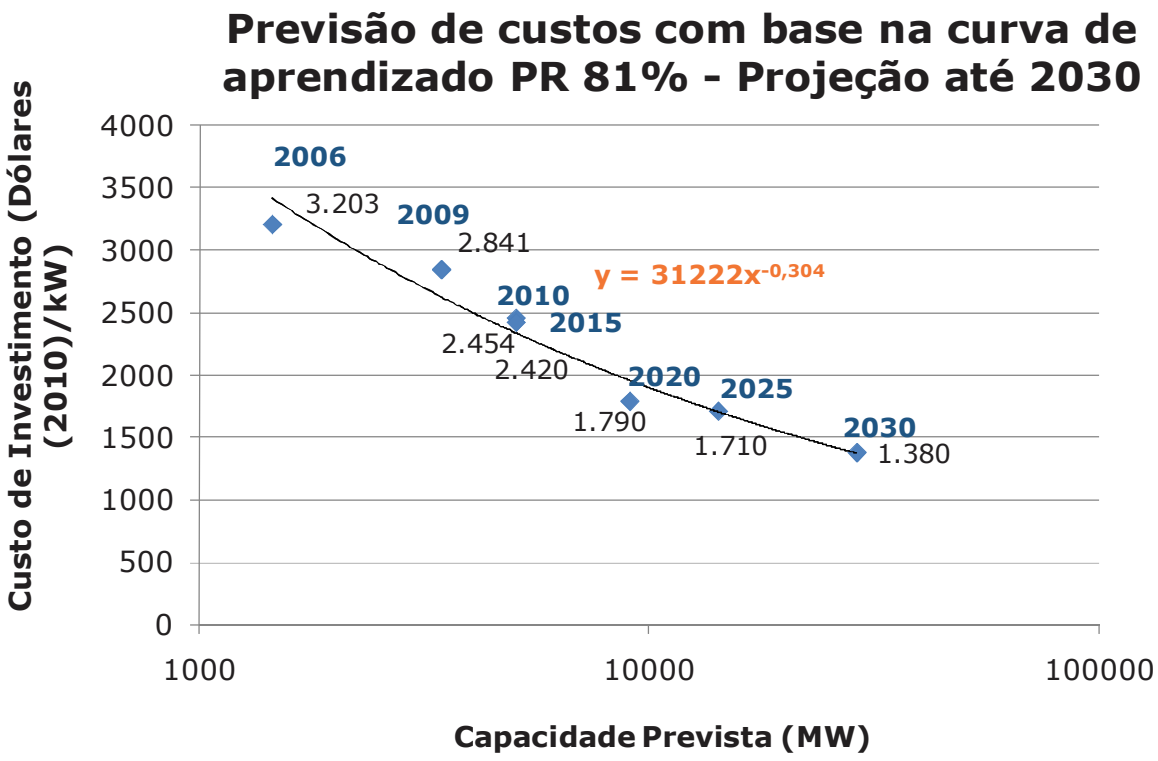


Figura 3.13 – Previsão de custos com PR de 81%

Fonte: Elaboração Própria

E o valor do custo de capital é:

Tabela 3.30: Custo de capital em 2030 com PR de 81%

US$	Total
Eólicas 81%	40.069.014.029

Em valor presente:

Tabela 3.31: Valor Presente do Custo de capital em 2030 com PR de 81%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	14.787.368.159

Considerando-se uma vida útil de 30 anos para todas as usinas que entrarem tanto térmicas quanto eólicas, este estudo calcula o custo de operação e manutenção, custo de combustível e custo de emissão de CO2 para o horizonte até 2060, ano em que as últimas usinas que entrarem em 2030 deixam de operar. Está sendo considerado aqui que as usinas que entrarem em operação em 2016 possuem seu último ano de vida em 2046 e assim sucessivamente.

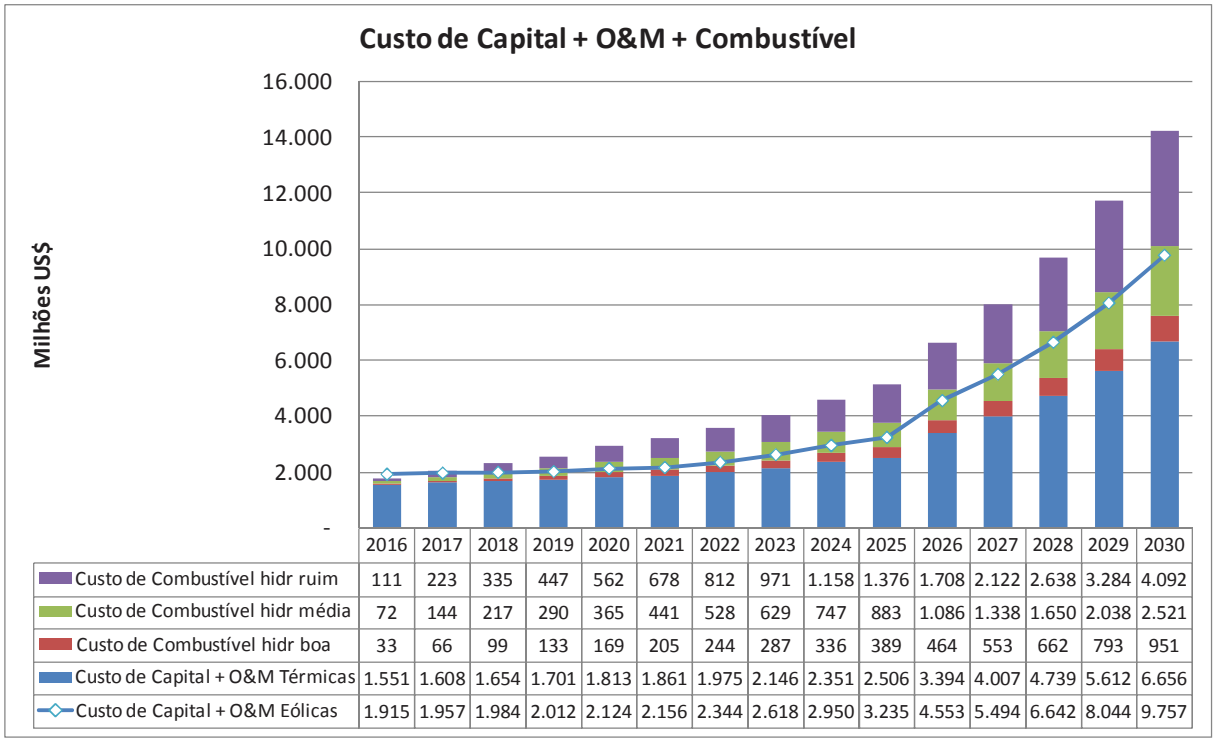
Considerando taxa de 8% ao ano, cenário de hidrologia média, tem-se os seguintes valores presentes dos custos de capital:

Tabela 3.32: Valor Presente dos custos de capital, custos de O&M e combustível térmicos (com custo do gás natural de US$ 7,5/MM BTU), custo de capital eólico com e sem ganho de aprendizado.

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.797	4.135	2.341	6.251	28.332
VP Energia Eólica	19.455	726	-	976	-	21.157
VP Energia Eólica ganho aprendizado 87%	17.148	726	-	976	-	18.850
VP Energia Eólica ganho aprendizado 81%	14.787	726	-	976	-	16.490
VP Energia Eólica ganho aprendizado 77%	13.392	726	-	976	-	15.094

Fonte: Elaboração própria.

A figura 3.14 mostra quanto é gasto durante os anos de 2016 e 2030 em custo de capital, custo de O&M e custo com combustível tanto para térmicas quanto para eólicas.

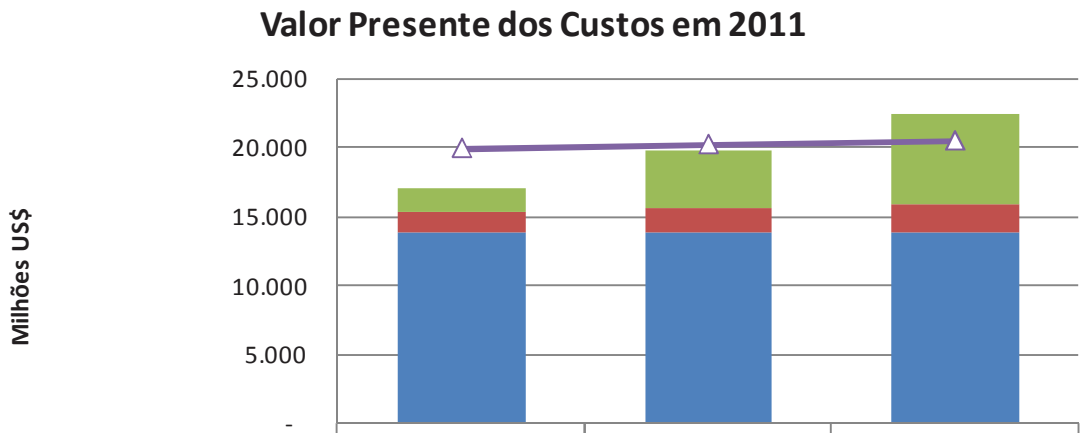


	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Custo de Combustível hidr ruim	111	223	335	447	562	678	812	971	1.158	1.376	1.708	2.122	2.638	3.284	4.092
Custo de Combustível hidr média	72	144	217	290	365	441	528	629	747	883	1.086	1.338	1.650	2.038	2.521
Custo de Combustível hidr boa	33	66	99	133	169	205	244	287	336	389	464	553	662	793	951
Custo de Capital + O&M Térmicas	1.551	1.608	1.654	1.701	1.813	1.861	1.975	2.146	2.351	2.506	3.394	4.007	4.739	5.612	6.656
Custo de Capital + O&M Eólicas	1.915	1.957	1.984	2.012	2.124	2.156	2.344	2.618	2.950	3.235	4.553	5.494	6.642	8.044	9.757

Figura 3.14 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível para térmicas e eólicas sem ganho de aprendizado

Fonte: Elaboração Própria

Em Valor Presente tem-se o seguinte gasto:



	Hidrologia Boa	Hidrologia Média	Hidrologia Ruim
Custo de Combustível	1.752	4.135	6.517
Custo de O&M	1.563	1.797	2.031
Custo de Capital	13.808	13.808	13.808
Custo de Capital + O&M Eólicas	19.911	20.181	20.454

Figura 3.15 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se com ganho de aprendizado, tem-se a figura 3.16:

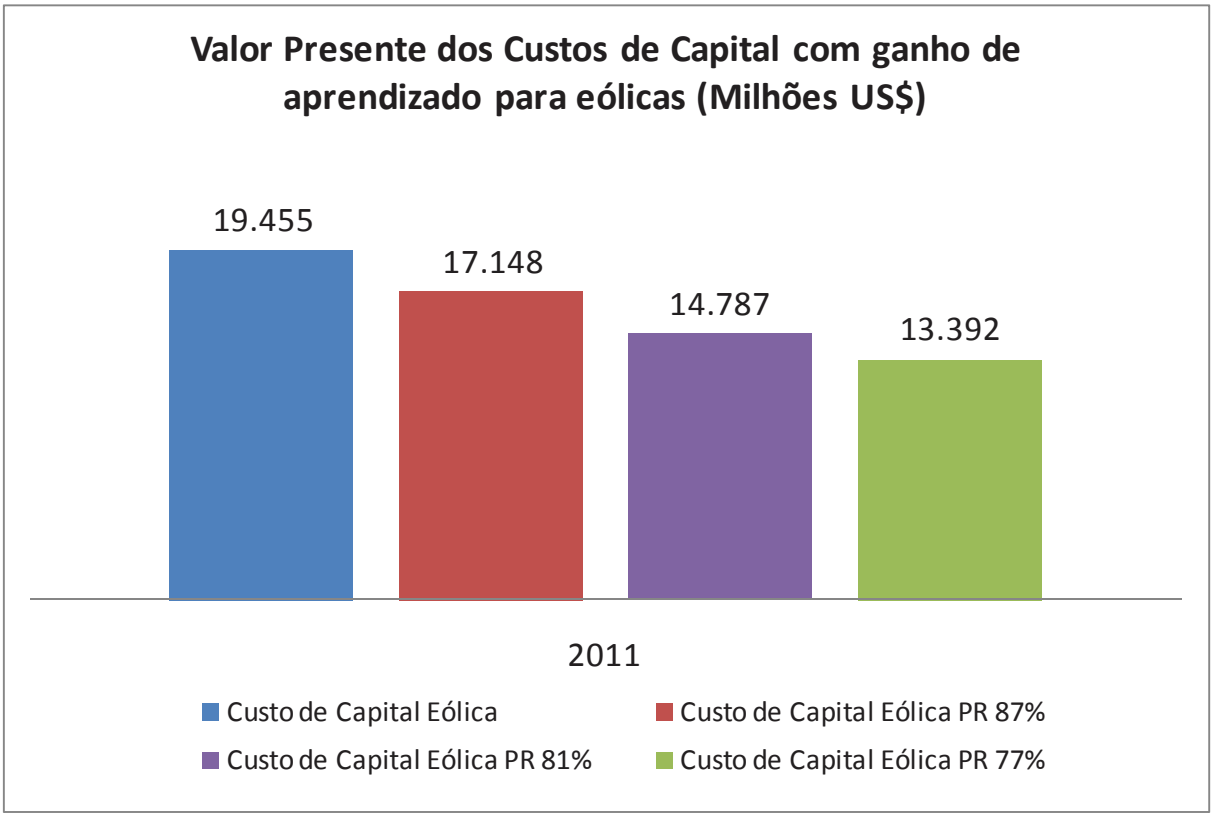


Figura 3.16 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado

Fonte: Elaboração Própria.

Considerando o caso de ganho de aprendizado com PR de 77%, o custo de investimento da energia eólica é mais competitivo do que o custo das térmicas.

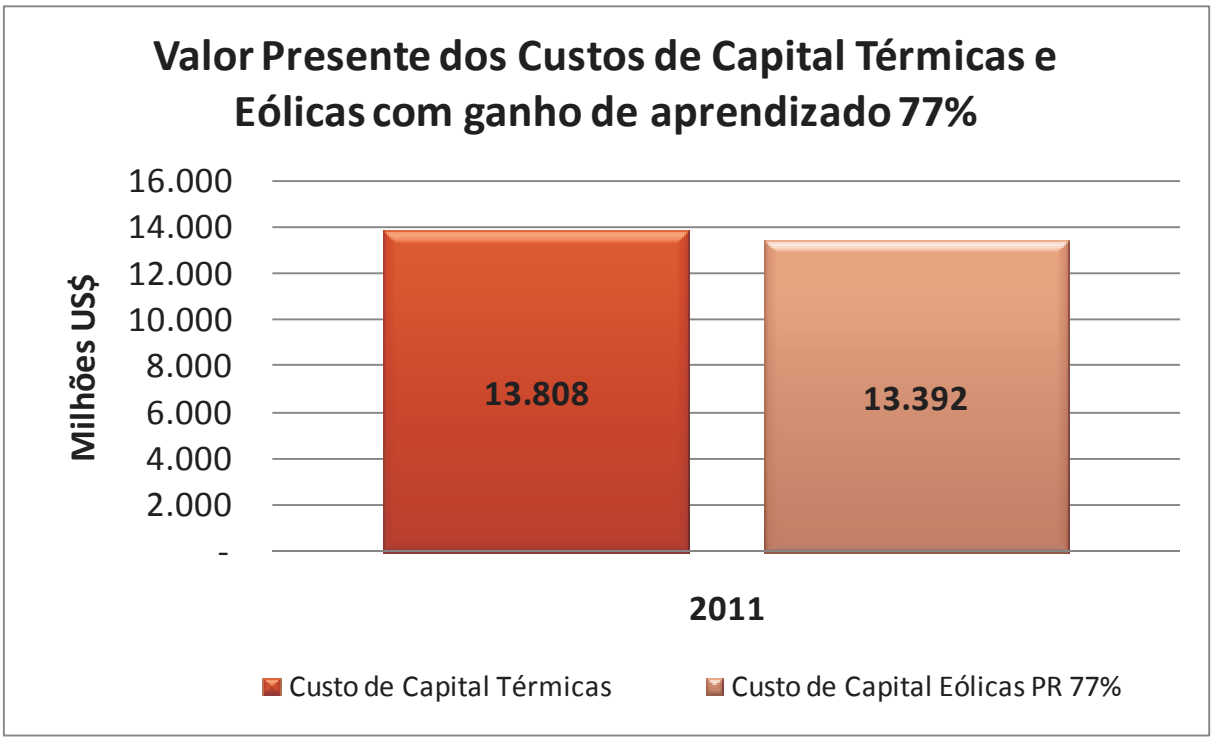


Figura 3.17 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)

Fonte: Elaboração Própria

3.12 Cálculo do fator de emissão de CO2 por tipo de combustível

As usinas termelétricas emitem CO2 pela queima do combustível fóssil. O fator de emissão de CO2 por unidade de combustível consumido é calculado com base no poder calorífico dos combustíveis e em fatores de emissão por unidade de energia, conforme equação 3.4, segundo o Operador Nacional do Sistema:

$$FCc = CEc * FEc * OXc * 44/12 \quad (3.4)$$

Onde:

FCc é o fator de emissão de CO2 por quantidade de combustível “c” consumido (tCO2/unidade de medida do combustível c);

CEc é o conteúdo de energia por unidade de combustível c (TJ/Uc);

FEc é o fator de emissão de carbono por quantidade de energia do combustível c (tC/TJ);

OXc é o fator de oxidação do combustível c (adimensional).

A tabela 3.33 mostra os valores de conteúdo de energia por unidade de combustível CEc, dos fatores de emissão de carbono por quantidade de energia do combustível (FEc) e os fatores de oxidação dos combustíveis (OXc):

Tabela 3.33: Fatores de emissão dos combustíveis carvão e gás natural

Combustíveis	Unidade	CEc (TJ/unidade)	FEc (t C/TJ)	OXc
Carvão	1000 t	11,93	25,8	0,98
Gás Natural Seco	10^6 m3	36,84	15,3	0,995

Fonte: ONS (2011 apud BEN/MME e IPCC)[24]

O cálculo do fator de emissão de CO2 para o carvão é o seguinte:

11,93 TJ/1000t * 25,8 tC/TJ * 0,98 * 44/12 = 1106,01 t CO2/1000 t de carvão

O cálculo do fator de emissão de CO2 para o gás natural é o seguinte:

36,84 TJ/10^6m3 * 15,3 tC/TJ * 0,995 * 44/12 = 2056,39 t CO2/10^6m3 de gás natural

3.13 Cálculo do fator de emissão de CO2 por usina termelétrica

O fator de emissão de CO2 por quantidade de energia gerada por cada termelétrica é função das quantidades de combustível consumidas por energia gerada e dos fatores de emissão por tipo de combustível. O fator de emissão é calculado anualmente conforme equação 3.5:

$$FTjy = \frac{[CCcjy * FCc]}{Gjy} \quad (3.5)$$

Onde:

FTjy é o fator de emissão de CO2 por quantidade de energia gerada pela usina j no ano y (tCO2/MWh);

[24] BEN/MME e IPCC, 2006.

CCcjy é o consumo de combustível c pela usina j no ano y (Uc);

Gjy é a geração de energia elétrica pela usina j no ano y (MWh).

O consumo de carvão das usinas cujos custos foram calculados anteriormente neste capítulo é de 1000kg/MWh. Assim tem-se 1 tonelada de carvão por MWh, para gerar 1.379.700 MWh (fator de capacidade de 45%), precisa-se de 1379,70 (1000 toneladas) de carvão.

Assim, a emissão pelo consumo de carvão de uma usina de 350 MW é: 1379,70 * 1106,01 = 1.525.962 t CO2.

Já o consumo de gás natural das usinas em ciclo combinado é de 122,15*10^3 m3/h, considerando um fator de capacidade de 50%, a usina gera energia durante 4380 horas no ano (8760 horas * 0,5). Há a necessidade de 535 *10^6 m3 de gás natural.

Desta forma, a emissão pelo consumo de gás natural de uma usina de 500 MW é: 535 * 2056,39 = 1.100.168 t CO2

Considerando que uma usina a gás natural ciclo aberto consome 40% a mais de combustível, há a necessidade de 749 * 10^6 m3 de gás natural.

Então, a emissão neste caso de uma usina de 500 MW passa a ser de 1.540.236 t CO2.

Para o estudo da EPE foram considerados 8.000 MW de gás natural e 3.500 MW de carvão, considerando as potências das usinas de 500 MW para gás natural ciclo combinado e ciclo aberto e 350 MW para as potências das usinas a carvão, calcula-se aproximadamente 13 usinas gás natural ciclo combinado (80% das usinas a gás natural), 3 usinas gás natural ciclo aberto (20% das usinas a gás natural) e 10 usinas a carvão.

A evolução do custo da emissão de CO2, considerando a emissão a gás natural e a carvão, as usinas entrando de acordo com a evolução da capacidade identificada pela figura 3.3, e levando-se em consideração que o custo da tonelada emitida de CO2 é de 20,4 US$[25]·, é dada pela figura 3.18:

[25] Fonte: CO2 prices. Disponível em: < http://www.co2prices.eu/> Acesso em 02 fev 2011.

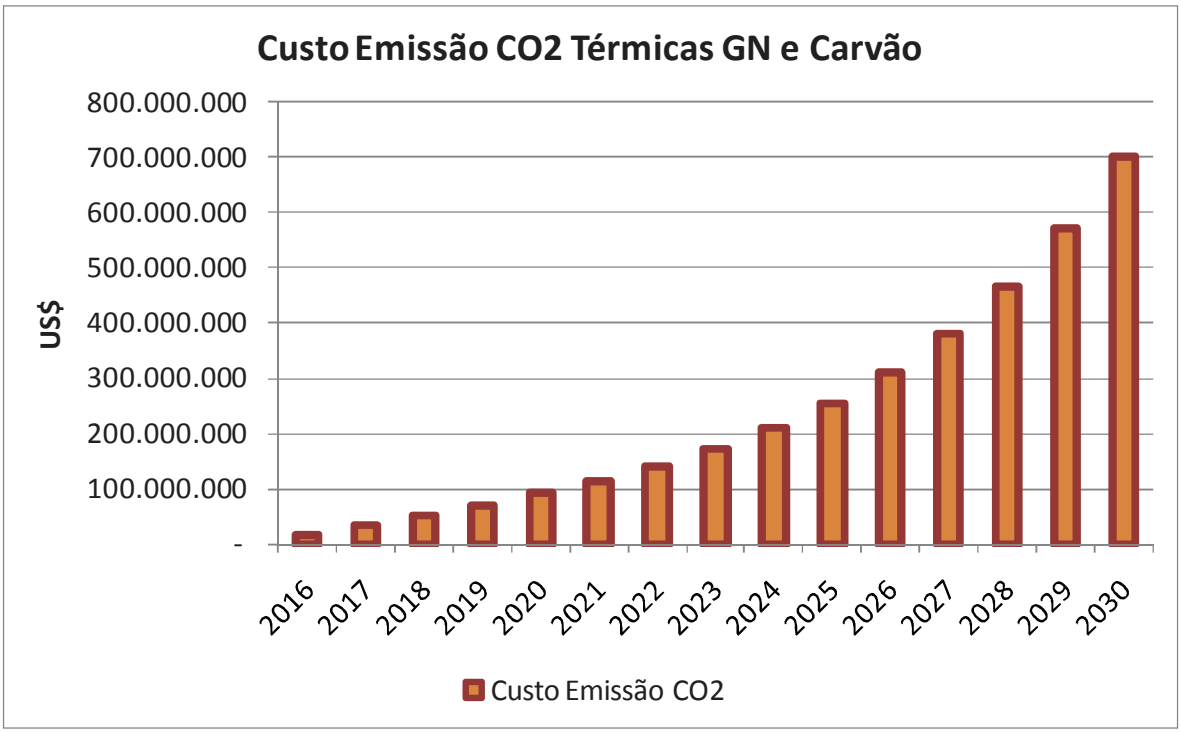


Figura 3.18 – Custo da emissão de CO2 das térmicas

Fonte: Elaboração Própria

O custo total das emissões de CO2 em 2030 é o seguinte:

Tabela 3.34: Custo das emissões de CO2

US$	Total
Gás Natural CC	1.381.102.446
Gás Natural CA	483.385.856
Carvão	1.723.625.898
	3.588.114.200

Em VP tem-se:

Tabela 3.35: Valor Presente do custo das emissões de CO2 em 2011

US$ 2011	Total
VP GN CC	434.722.344
VP GN CA	152.152.821
VP CARVÃO	547.995.206
	1.134.870.371

Fonte: Elaboração Própria

Estes 1,135 bilhões de US$ é o custo evitado da inserção de eólicas no sistema devido a emissão de CO2 das térmicas.

Tabela 3.36: Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.797	4.135	2.341	6.251	1.135	1.734	31.201
VP Energia Eólica	19.455	726	-	976	-	-	-	21.157
VP Energia Eólica ganho aprendizado 87%	17.148	726	-	976	-	-	-	18.850
VP Energia Eólica ganho aprendizado 81%	14.787	726	-	976	-	-	-	16.490
VP Energia Eólica ganho aprendizado 77%	13.392	726	-	976	-	-	-	15.094

Fonte: Elaboração Própria

3.14 Análise de Sensibilidade dos parâmetros

Para este trabalho foram realizados 27 cenários compreendendo-se em variações de taxas de desconto, custo do gás natural e cenário de hidrologia, conforme pode ser observado na figura 3.19:

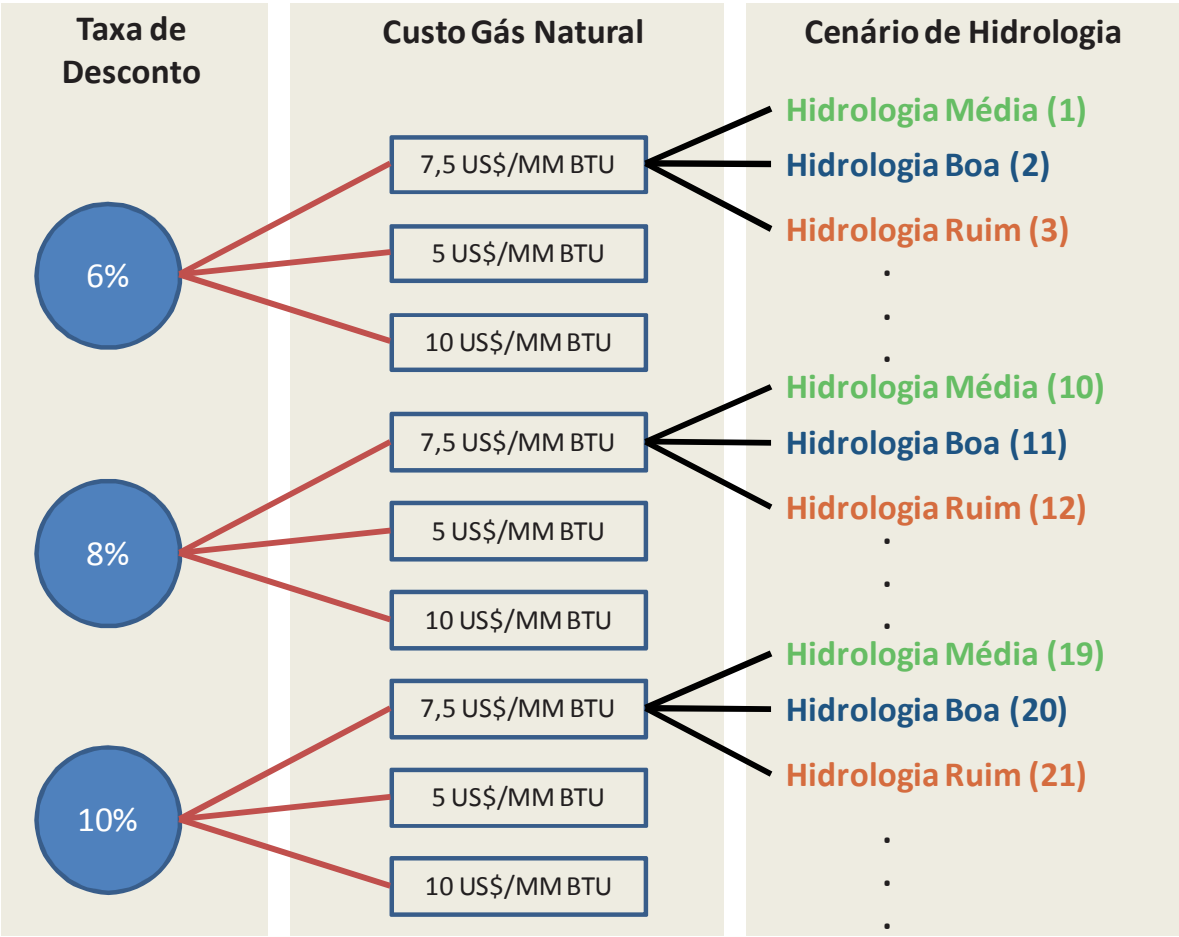


Figura 3.19 – Cenários do estudo

O que gerou os seguintes valores de custos:

Cenário 1: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.37: Cenário 1

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.339	5.416	1.490	4.004	10.719	2.974	44.411
VP Eólica	24.828	947	-	-	1.670	-	-	27.446
VP Eólica 87%	21.715	947	-	-	1.670	-	-	24.332
VP Eólica 81%	18.618	947	-	-	1.670	-	-	21.235
VP Eólica 77%	16.787	947	-	-	1.670	-	-	19.404

Cenário 2: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.38: Cenário 2

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.797	4.135	1.135	2.341	6.251	1.734	31.201
VP Eólica	19.455	726	-	-	976	-	-	21.157
VP Eólica 87%	17.148	726	-	-	976	-	-	18.850
VP Eólica 81%	14.787	726	-	-	976	-	-	16.490
VP Eólica 77%	13.392	726	-	-	976	-	-	15.094

Cenário 3: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.39: Cenário 3

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.395	3.189	873	1.405	3.742	1.038	22.681
VP Eólica	15.424	563	-	-	585	-	-	16.572
VP Eólica 87%	13.699	563	-	-	585	-	-	14.847
VP Eólica 81%	11.884	563	-	-	585	-	-	13.032
VP Eólica 77%	10.810	563	-	-	585	-	-	11.959

Cenário 4: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.40: Cenário 4

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.339	4.134	1.490	4.004	7.963	2.974	40.373
VP Eólica	24.828	947	-	-	1.670	-	-	27.446
VP Eólica 87%	21.715	947	-	-	1.670	-	-	24.332
VP Eólica 81%	18.618	947	-	-	1.670	-	-	21.235
VP Eólica 77%	16.787	947	-	-	1.670	-	-	19.404

Cenário 5: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.41: Cenário 5

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.797	3.160	1.135	2.341	4.646	1.734	28.621
VP Eólica	19.455	726	-	-	976	-	-	21.157
VP Eólica 87%	17.148	726	-	-	976	-	-	18.850
VP Eólica 81%	14.787	726	-	-	976	-	-	16.490
VP Eólica 77%	13.392	726	-	-	976	-	-	15.094

Cenário 6: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.42: Cenário 6

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.395	2.439	873	1.405	2.782	1.038	20.973
VP Eólica	15.424	563	-	-	585	-	-	16.572
VP Eólica 87%	13.699	563	-	-	585	-	-	14.847
VP Eólica 81%	11.884	563	-	-	585	-	-	13.032
VP Eólica 77%	10.810	563	-	-	585	-	-	11.959

Cenário 7: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.43: Cenário 7

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.339	6.697	1.490	4.004	13.474	2.974	48.448
VP Eólica	24.828	947	-	-	1.670	-	-	27.446
VP Eólica 87%	21.715	947	-	-	1.670	-	-	24.332
VP Eólica 81%	18.618	947	-	-	1.670	-	-	21.235
VP Eólica 77%	16.787	947	-	-	1.670	-	-	19.404

Cenário 8: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.44: Cenário 8

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.797	5.110	1.135	2.341	7.855	1.734	33.781
VP Eólica	19.455	726	-	-	976	-	-	21.157
VP Eólica 87%	17.148	726	-	-	976	-	-	18.850
VP Eólica 81%	14.787	726	-	-	976	-	-	16.490
VP Eólica 77%	13.392	726	-	-	976	-	-	15.094

Cenário 9: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.45: Cenário 9

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.395	3.938	873	1.405	4.701	1.038	24.390
VP Eólica	15.424	563	-	-	585	-	-	16.572
VP Eólica 87%	13.699	563	-	-	585	-	-	14.847
VP Eólica 81%	11.884	563	-	-	585	-	-	13.032
VP Eólica 77%	10.810	563	-	-	585	-	-	11.959

Cenário 10: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.46: Cenário 10

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.032	2.284	793	3.352	4.003	1.501	31.434
VP Eólica	24.828	594	-	-	1.048	-	-	26.471
VP Eólica 87%	21.715	594	-	-	1.048	-	-	23.357
VP Eólica 81%	18.618	594	-	-	1.048	-	-	20.260
VP Eólica 77%	16.787	594	-	-	1.048	-	-	18.429

Cenário 11: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.47: Cenário 11

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.563	1.752	604	1.962	2.340	876	22.906
VP Eólica	19.455	456	-	-	613	-	-	20.523
VP Eólica 87%	17.148	456	-	-	613	-	-	18.216
VP Eólica 81%	14.787	456	-	-	613	-	-	15.856
VP Eólica 77%	13.392	456	-	-	613	-	-	14.460

Cenário 12: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.48: Cenário 12

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.215	1.358	465	1.178	1.403	525	17.185
VP Eólica	15.424	353	-	-	367	-	-	16.144
VP Eólica 87%	13.699	353	-	-	367	-	-	14.419
VP Eólica 81%	11.884	353	-	-	367	-	-	12.604
VP Eólica 77%	10.810	353	-	-	367	-	-	11.531

Cenário 13: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.49: Cenário 13

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.032	2.028	793	3.352	3.452	1.501	30.627
VP Eólica	24.828	594	-	-	1.048	-	-	26.471
VP Eólica 87%	21.715	594	-	-	1.048	-	-	23.357
VP Eólica 81%	18.618	594	-	-	1.048	-	-	20.260
VP Eólica 77%	16.787	594	-	-	1.048	-	-	18.429

Cenário 14: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.50: Cenário 14

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.563	1.557	604	1.962	2.019	876	22.390
VP Eólica	19.455	456	-	-	613	-	-	20.523
VP Eólica 87%	17.148	456	-	-	613	-	-	18.216
VP Eólica 81%	14.787	456	-	-	613	-	-	15.856
VP Eólica 77%	13.392	456	-	-	613	-	-	14.460

Cenário 15: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.51: Cenário 15

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.215	1.208	465	1.178	1.211	525	16.843
VP Eólica	15.424	353	-	-	367	-	-	16.144
VP Eólica 87%	13.699	353	-	-	367	-	-	14.419
VP Eólica 81%	11.884	353	-	-	367	-	-	12.604
VP Eólica 77%	10.810	353	-	-	367	-	-	11.531

Cenário 16: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.52: Cenário 16

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.032	2.540	793	3.352	4.554	1.501	32.242
VP Eólica	24.828	594	-	-	1.048	-	-	26.471
VP Eólica 87%	21.715	594	-	-	1.048	-	-	23.357
VP Eólica 81%	18.618	594	-	-	1.048	-	-	20.260
VP Eólica 77%	16.787	594	-	-	1.048	-	-	18.429

Cenário 17: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.53: Cenário 17

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	1.563	1.947	604	1.962	2.661	876	23.422
VP Eólica	19.455	456	-	-	613	-	-	20.523
VP Eólica 87%	17.148	456	-	-	613	-	-	18.216
VP Eólica 81%	14.787	456	-	-	613	-	-	15.856
VP Eólica 77%	13.392	456	-	-	613	-	-	14.460

Cenário 18: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.54: Cenário 18

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.215	1.508	465	1.178	1.595	525	17.526
VP Eólica	15.424	353	-	-	367	-	-	16.144
VP Eólica 87%	13.699	353	-	-	367	-	-	14.419
VP Eólica 81%	11.884	353	-	-	367	-	-	12.604
VP Eólica 77%	10.810	353	-	-	367	-	-	11.531

Cenário 19: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.55: Cenário 19

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	8.547	2.187	4.655	17.434	4.447	57.387
VP Eólica	24.828	1.302	-	-	2.297	-	-	28.427
VP Eólica 87%	21.715	1.302	-	-	2.297	-	-	25.314
VP Eólica 81%	18.618	1.302	-	-	2.297	-	-	22.217
VP Eólica 77%	16.787	1.302	-	-	2.297	-	-	20.385

Cenário 20: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.56: Cenário 20

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	6.517	1.665	2.721	10.162	2.592	39.496
VP Eólica	19.455	999	-	-	1.342	-	-	21.796
VP Eólica 87%	17.148	999	-	-	1.342	-	-	19.489
VP Eólica 81%	14.787	999	-	-	1.342	-	-	17.128
VP Eólica 77%	13.392	999	-	-	1.342	-	-	15.733

Cenário 21: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela 3.57: Cenário 21

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	5.019	1.280	1.631	6.081	1.551	28.178
VP Eólica	15.424	774	-	-	805	-	-	17.002
VP Eólica 87%	13.699	774	-	-	805	-	-	15.277
VP Eólica 81%	11.884	774	-	-	805	-	-	13.462
VP Eólica 77%	10.810	774	-	-	805	-	-	12.389

Cenário 22: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.58: Cenário 22

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	6.240	2.187	4.655	12.474	4.447	50.120
VP Eólica	24.828	1.302	-	-	2.297	-	-	28.427
VP Eólica 87%	21.715	1.302	-	-	2.297	-	-	25.314
VP Eólica 81%	18.618	1.302	-	-	2.297	-	-	22.217
VP Eólica 77%	16.787	1.302	-	-	2.297	-	-	20.385

Cenário 23: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.59: Cenário 23

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	4.762	1.665	2.721	7.273	2.592	34.853
VP Eólica	19.455	999	-	-	1.342	-	-	21.796
VP Eólica 87%	17.148	999	-	-	1.342	-	-	19.489
VP Eólica 81%	14.787	999	-	-	1.342	-	-	17.128
VP Eólica 77%	13.392	999	-	-	1.342	-	-	15.733

Cenário 24: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela 3.60: Cenário 24

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	3.671	1.280	1.631	4.353	1.551	25.102
VP Eólica	15.424	774	-	-	805	-	-	17.002
VP Eólica 87%	13.699	774	-	-	805	-	-	15.277
VP Eólica 81%	11.884	774	-	-	805	-	-	13.462
VP Eólica 77%	10.810	774	-	-	805	-	-	12.389

Cenário 25: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.61: Cenário 25

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	10.854	2.187	4.655	22.395	4.447	64.654
VP Eólica	24.828	1.302	-	-	2.297	-	-	28.427
VP Eólica 87%	21.715	1.302	-	-	2.297	-	-	25.314
VP Eólica 81%	18.618	1.302	-	-	2.297	-	-	22.217
VP Eólica 77%	16.787	1.302	-	-	2.297	-	-	20.385

Cenário 26: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.62: Cenário 26

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	8.272	1.665	2.721	13.050	2.592	44.140
VP Eólica	19.455	999	-	-	1.342	-	-	21.796
VP Eólica 87%	17.148	999	-	-	1.342	-	-	19.489
VP Eólica 81%	14.787	999	-	-	1.342	-	-	17.128
VP Eólica 77%	13.392	999	-	-	1.342	-	-	15.733

Cenário 27: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela 3.63: Cenário 27

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	6.368	1.280	1.631	7.808	1.551	31.254
VP Eólica	15.424	774	-	-	805	-	-	17.002
VP Eólica 87%	13.699	774	-	-	805	-	-	15.277
VP Eólica 81%	11.884	774	-	-	805	-	-	13.462
VP Eólica 77%	10.810	774	-	-	805	-	-	12.389

Analisando-se os cenários acima, em relação aos custos de investimento, a tecnologia eólica possui valores mais altos quando comparados aos valores das tecnologias térmicas. Entretanto, considerando os demais custos: O&M, combustível e até emissão de CO2, o custo total da geração térmica é maior do que o custo total da geração eólica.

Estudos feitos pela ABEEólica mostraram que embora o investimento em energia eólica seja maior que o de uma usina termelétrica tradicional, os benefícios para o consumidor reduzem a diferença de investimento: menores custos de operação por não utilizarem combustíveis fósseis e uso mais eficiente dos reservatórios do sistema.

As Figuras 3.20 a 3.22 mostram os valores presentes de todos os custos (investimento, O&M, combustível, emissões de CO2 e os custos para 20 anos à frente além do horizonte) das térmicas, eólicas e eólicas com ganho de aprendizado, de acordo com as taxas de retorno de 6%, 8% e 10%.

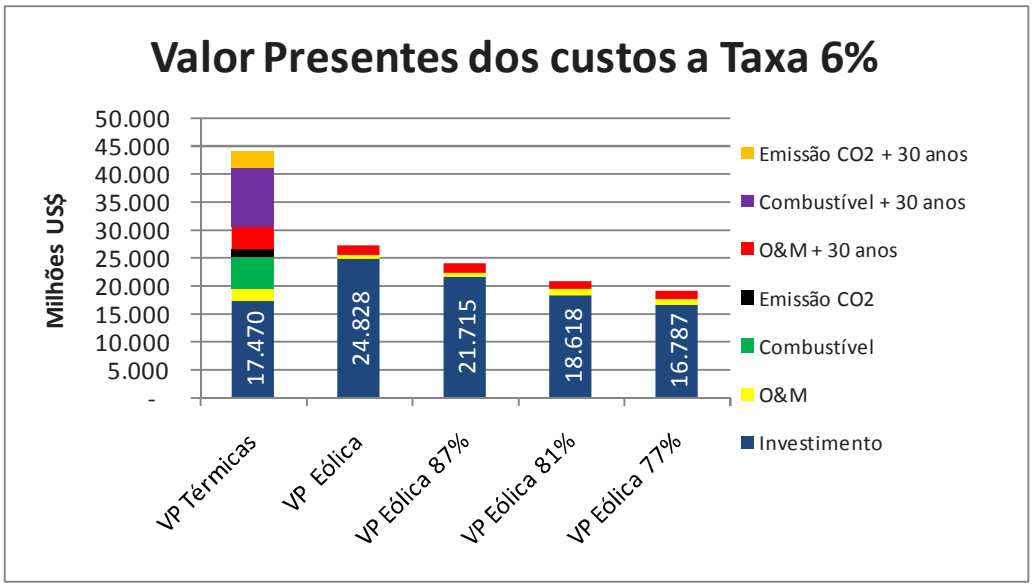


Figura 3.20 – Valor Presente dos custos a taxa de 6%

Fonte: Elaboração Própria

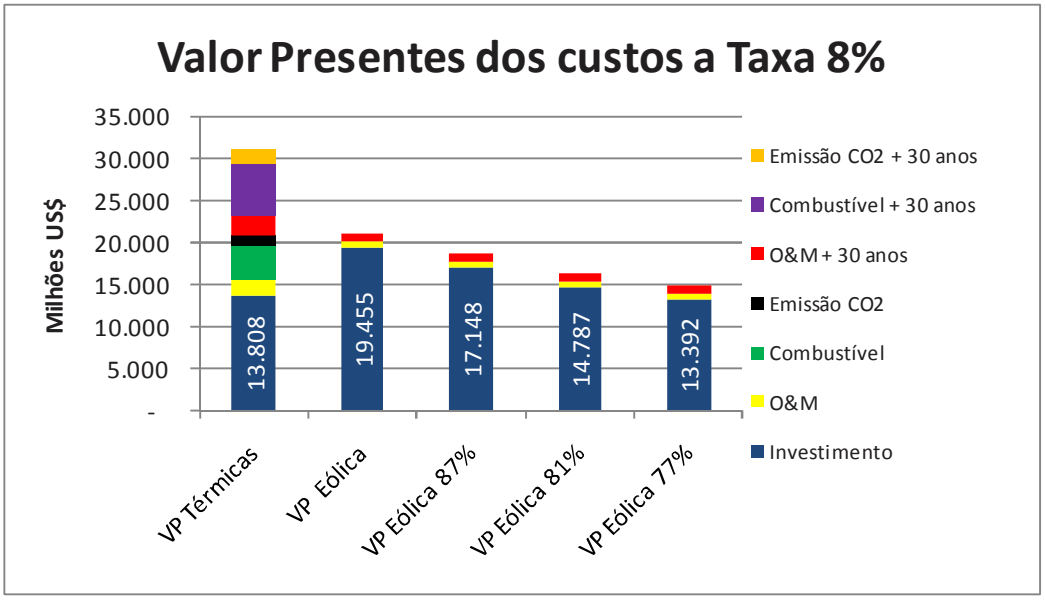


Figura 3.21 – Valor Presente dos custos a taxa de 8%

Fonte: Elaboração Própria

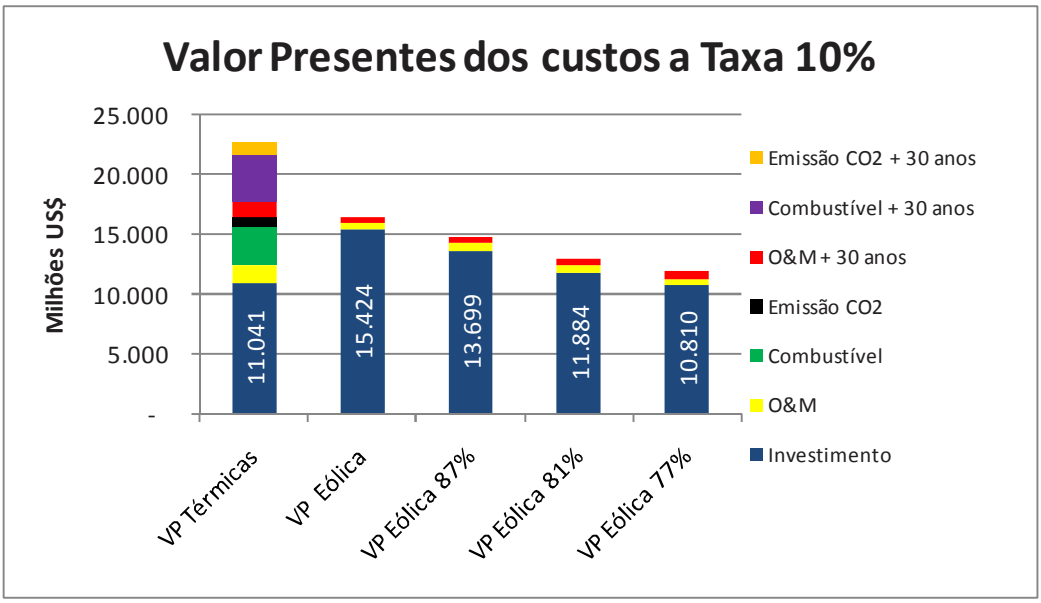


Figura 3.22 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%

Fonte: Elaboração Própria

Para todos os cenários, considerando o maior ganho de aprendizado do estudo, ou seja, PR de 77%, o custo de investimento da eólica é inferior ao custo de investimento das térmicas.

Com a variação da taxa de desconto, a tecnologia com custo superior continua com maior custo e a tecnologia com custo inferior continua com menor custo. A única diferença observada é que logicamente, com o aumento da taxa de retorno, o custo da tecnologia diminui no valor presente.

No cenário de hidrologia boa, o custo total da térmica e da eólica (sem ganho de aprendizado) a valor presente ficam mais próximos, porque está se gerando menos térmicas e conseqüentemente o custo de combustível, O&M e custo de emissões de CO2 que estão atrelados a geração são menores, o que nos outros cenários de hidrologia média ou ruim faz com que o custo da geração térmica fique bem maior do que a eólica.

Em alguns cenários o custo total da eólica pode ficar mais próximo ao da térmica, conforme figura 3.23 com taxa de retorno de 10% e custo de 5 US$/MM BTU para o gás natural. Neste caso a diferença é de apenas 4%.

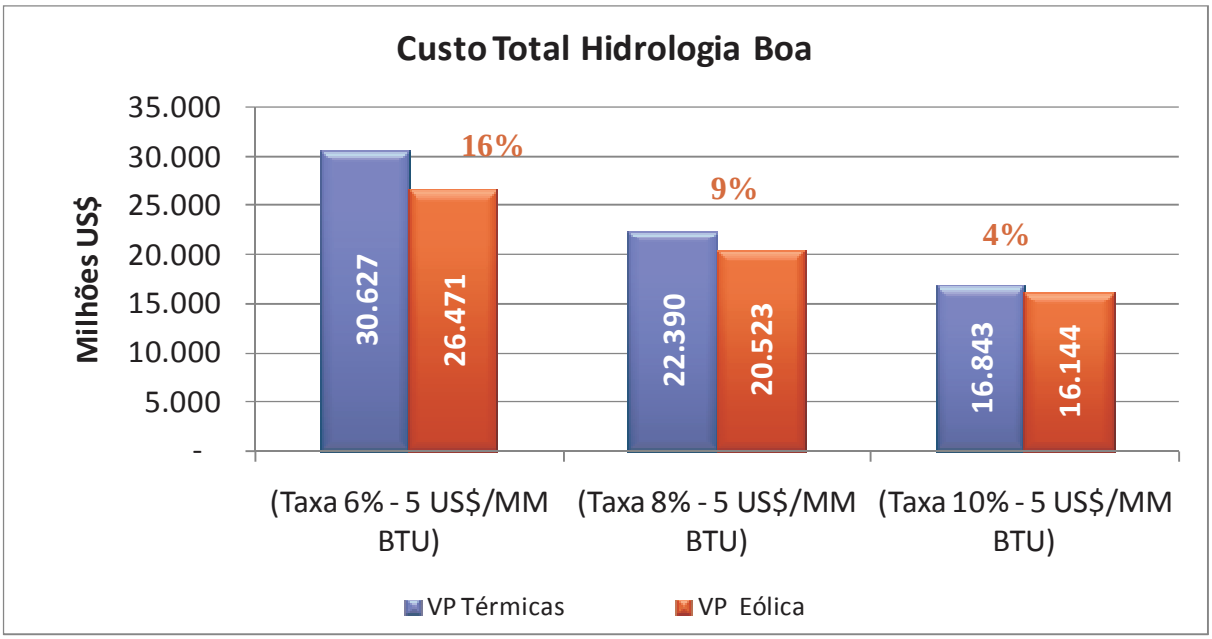


Figura 3.23 – Custo total no cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

A figura 3.24 representa o valor presente do custo total no cenário de hidrologia boa com ganho de aprendizado das eólicas.

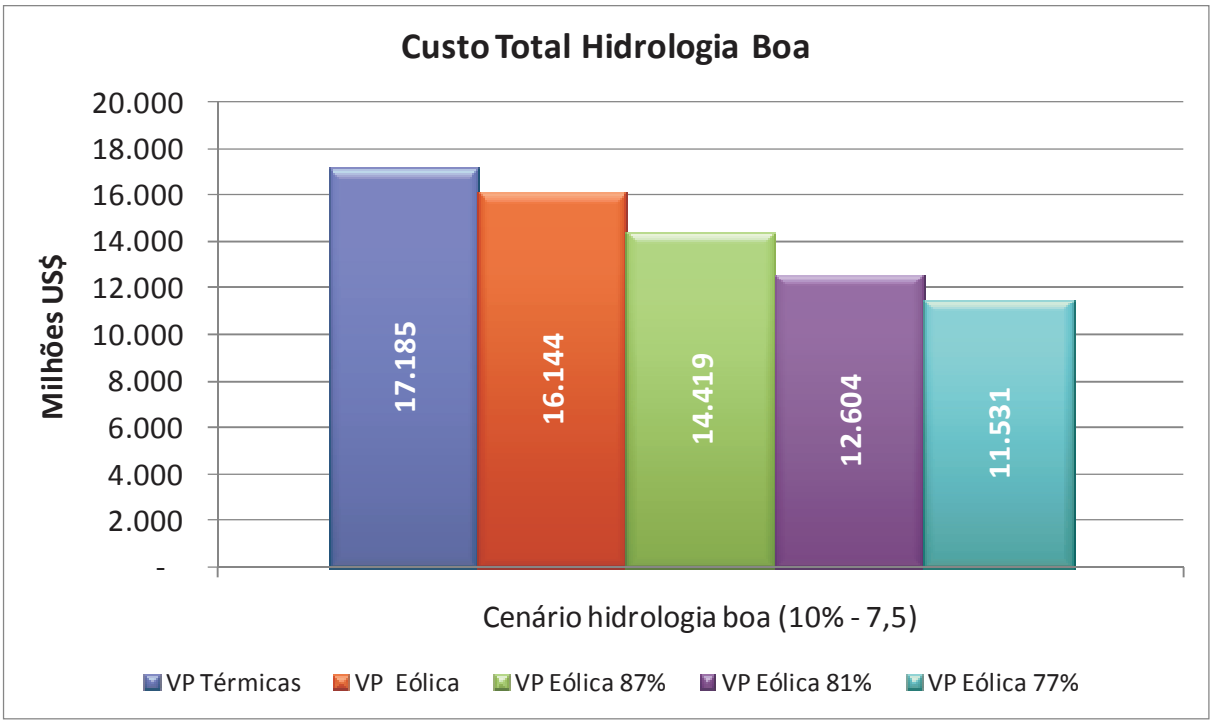


Figura 3.24 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

O custo de investimento depende apenas da capacidade instalada. Dessa forma, com a alteração dos parâmetros, o custo não se altera tanto para eólicas quanto para as térmicas. O custo de investimento, como é trazido a valor presente, apenas se altera variando-se as taxas de desconto.

O custo de combustível até 2030 somados ao custo de combustível de mais 30 anos varia de 14% a 51% do custo total das térmicas. No cenário de hidrologia boa, o custo com combustível é menor, enquanto que no cenário com maior despacho térmico, o custo do combustível pode chegar a 51% do custo total das térmicas. Como a eólica não possui esse custo, que pode ser elevado em alguns cenários, ela se torna mais competitiva.

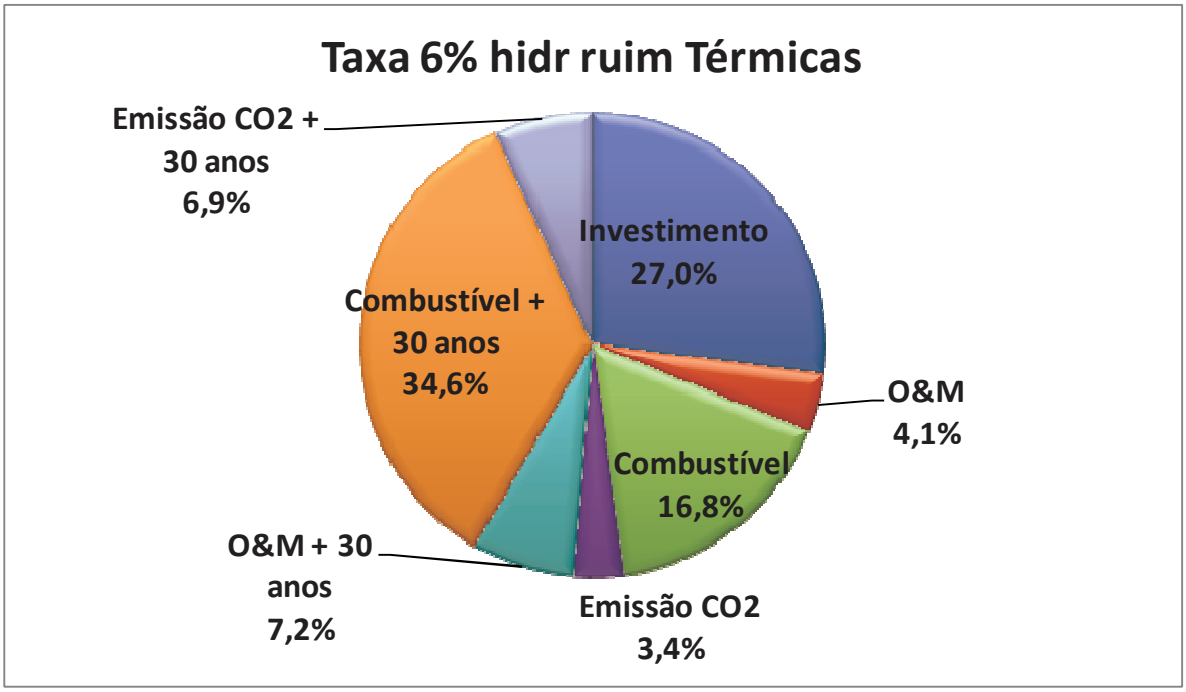


Figura 3.25 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%.

Fonte: Elaboração Própria

O gasto com O&M será maior quanto maior a geração de energia já que está atrelado a ela, dessa forma no cenário de hidrologia ruim, como a geração tanto térmica quanto eólica é maior, o custo de O&M se eleva.

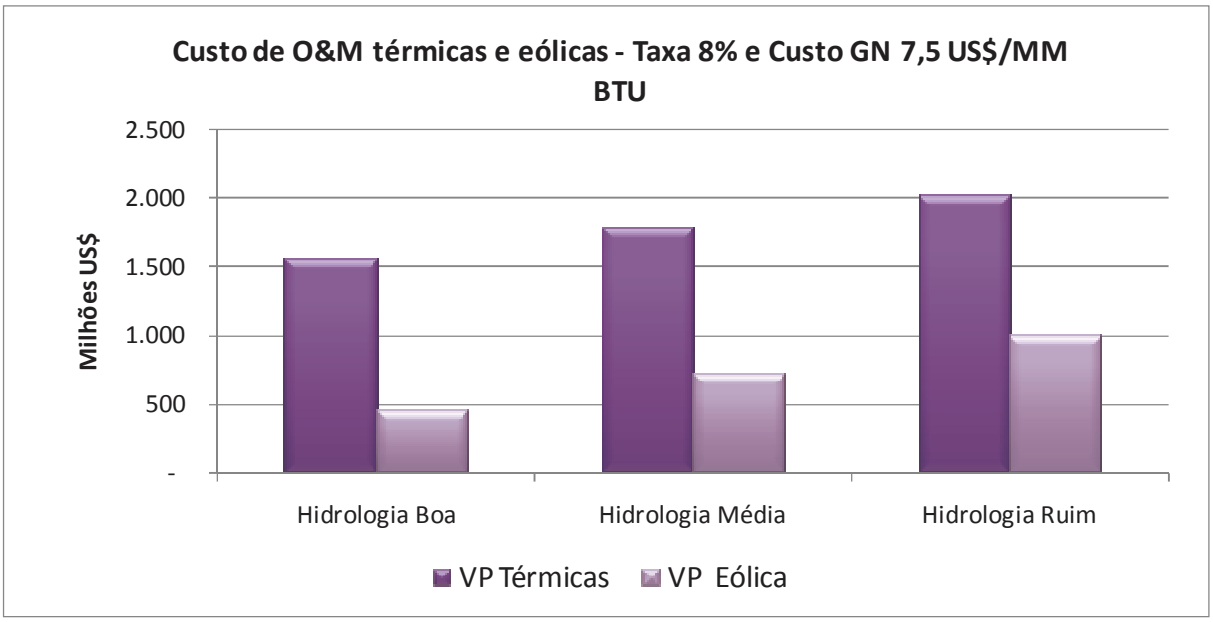


Figura 3.26 – Custo de O&M para térmicas e eólicas nos diferentes cenários de hidrologia

Fonte: Elaboração Própria

Na maioria dos cenários para as usinas térmicas, o custo com investimento é o maior custo e o segundo maior é o custo com combustível. Entretanto, em alguns cenários com custo de gás natural mais alto, o custo de combustível é maior do que o custo de investimento, considerando-se o custo com combustível por mais 30 anos, aumentando-se ainda mais a diferença de custos entre térmicas e eólicas.

No cenário de hidrologia ruim, com a variação das taxas de desconto e custo do gás natural de 10 US$/ MM BTU e também considerando o custo por mais 30 anos, o custo do combustível é sempre maior do que o custo de investimento.

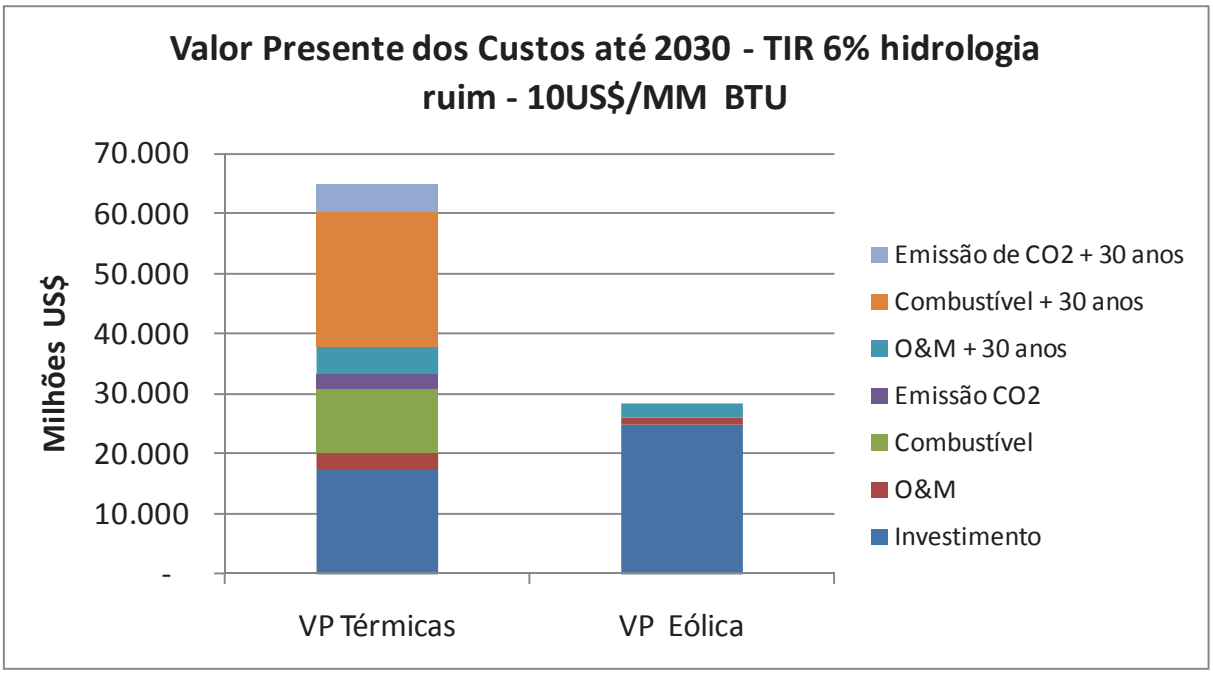


Figura 3.27 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Em média, o custo com O&M varia de 10 a 18% do custo total das térmicas, considerando os custos com O&M até 2030 e os custos para mais 30 anos. O custo das emissões de CO2 e emissões por mais 30 anos, varia de 6% a 13% do custo total das térmicas.

3.15 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é de suma importância para a análise de novos cenários, já que ajuda na tomada de melhores decisões.

Para as curvas de sensibilidade serão analisadas os impactos nos custos totais de geração térmica e geração eólica com as variações dos parâmetros de taxa de desconto, geração (fator de despacho) total, e custos do gás natural.

Conforme mencionado anteriormente, as variações da taxa de desconto foram de 6%, 8% e 10%. No caso médio, foi considerado a taxa de desconto de 8% que representa o centro da figura, as variações de 25% para os lados positivos e negativos da figura representam respectivamente os valores de 10% e 6%. Ou seja, com aumento de 25% da taxa de desconto, o custo total da geração térmica reduz de 31.201 milhões US$ para 22.681 milhões US$. Com o decréscimo da taxa de desconto em 25%, o custo das térmicas aumenta para 44.411 milhões de US$.

Considerando os fatores de despacho das hidrologias média, boa e ruim, a geração varia de -30% a +30%, sendo o cenário de hidrologia média o centro da figura. Assim, com o cenário de hidrologia ruim, a geração térmica é maior, aumentando-se em até 30% do valor médio. Por outro lado, quando do cenário de hidrologia boa, a geração pode reduzir até 30%

do cenário médio. Dessa forma, com o aumento da geração em 30%, o custo total da geração térmica pode aumentar para 39.496 milhões de dólares, enquanto que a redução em 30% do valor médio de geração decrementa o custo total das térmicas para 22.906 milhões de US$.

A variação do custo do gás natural é de 5 US$/MM BTU; 7,5 US$/MM BTU e 10 US$/MM BTU, o que representa uma variação de 33% negativo e positivo, considerando os 7,5 US$/MM BTU o valor intermediário. Assim, com o aumento do custo do gás natural em 33%, impacta o custo total das térmicas que passa a ser de 33.781 milhões de US$, da mesma forma que com a redução do custo do gás natural, o custo total das térmicas passa de 31.201 milhões US$ para 28.621 milhões de US$.

Estes valores podem ser verificados na figura 3.28 de análise de sensibilidade para as usinas térmicas.

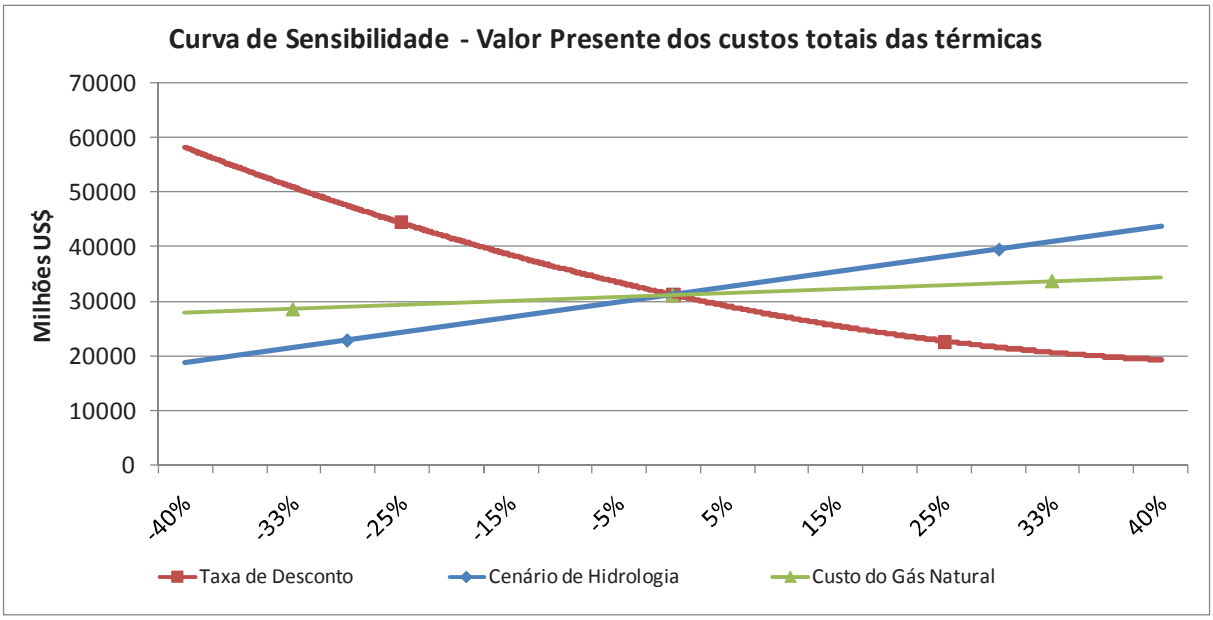


Figura 3.28 – Curva de sensibilidade do custo total das usinas térmicas a valor presente em 2011.

Fonte: Elaboração Própria.

Para a tecnologia eólica, a curva de sensibilidade é dada pela figura 3.29:

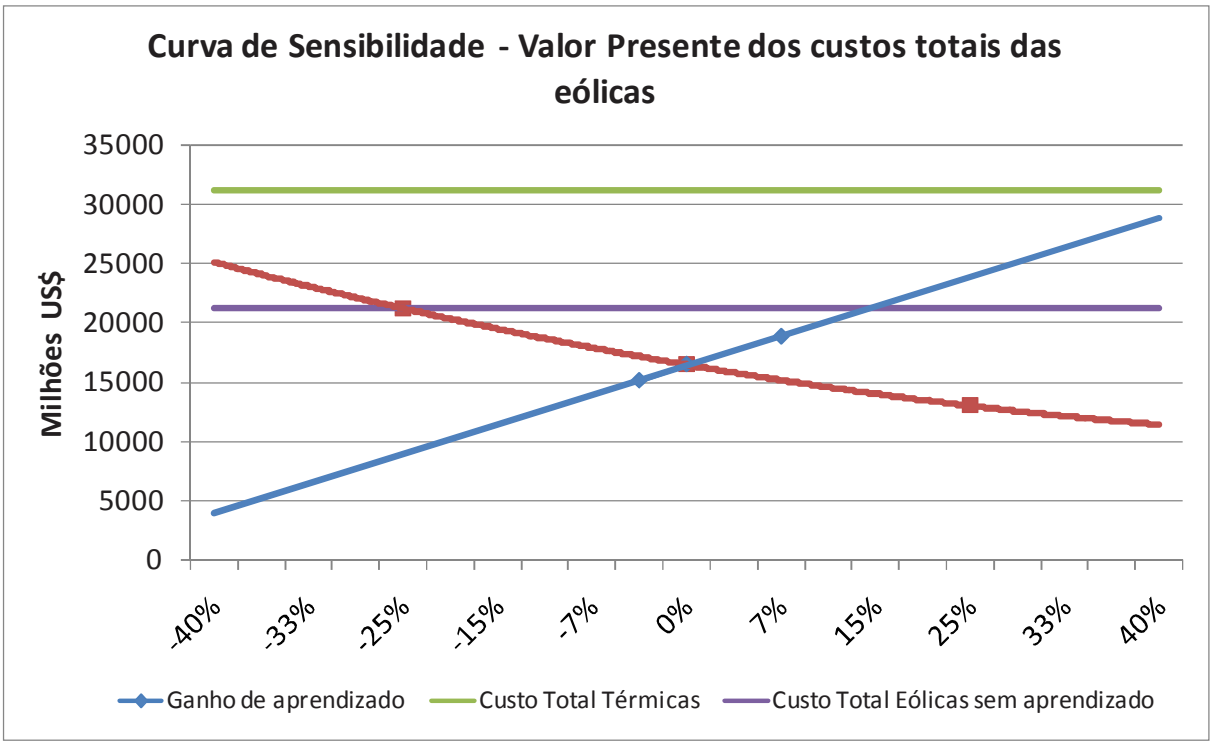


Figura 3.29 – Curva de Sensibilidade para tecnología eólica

Fonte: Elaboração Própria

A partir da figura 3.29, da mesma forma que na figura 3.28, com a redução da taxa de desconto em 25%, passando de 8% para 6%, aumenta-se o custo total da eólica de 16.490 milhões de dólares considerando ganho de aprendizado com PR de 81% para 21.235 milhões de dólares, ao mesmo tempo que aumentando-se a taxa de desconto em 25%, ou seja, passando para 10% ao ano, o custo passa a ser de 13.032 milhões de dólares.

Com PR de 81%, o custo total da eólica é de 16.490 milhões de dólares, com o aumento do PR de 81% para 87%, o que representa um amento de aproximadamente 7%, tem-se um aprendizado menor (13%) e assim o custo total da eólica passa a ser superior, no valor de 18.850 milhões de dólares. Da mesma forma que ao reduzir para 77% o PR, tem-se um maior ganho de aprendizado (23%) e assim o custo total da tecnologia eólica passa a ser menor, de 15.094 milhões de dólares.

As linhas paralelas da figura 3.29 representam o custo total das térmicas e o custo total da eólica sem ganhos de aprendizado, mostrando que o custo total da eólica é sempre inferior ao custo total das térmicas.

3.16 Proposta de estratégia para a inserção de eólicas no Sistema Interligado Nacional

Para viabilizar os ganhos de aprendizado é preciso definir uma estratégia adequada.

Essa estratégia pressupõe que, ao invés de contratar apenas unidades de geração eólica, é necessário contratar um pacote de fornecimento, incluindo a progressiva nacionalização da cadeia produtiva associada.

Para isso, seriam realizados leilões de contratação de expansão da capacidade por períodos de 3 a 5 anos, sendo contratados dois consórcios de supridores simultâneos, cada qual de uma parte (metade, por exemplo). Do montante da capacidade de cada 3 ou 5 anos, a primeira fração será destinada ao supridor que apresentar as melhores condições de preço, o menor valor presente do custo da capacidade instalada, podendo também, opcionalmente, incluir os custos de manutenção e até de operação, além de proceder a nacionalização de todos os componentes da cadeia. A segunda fração do montante a ser instalado, será destinada ao segundo colocado.

A idéia de desenvolver dois supridores evita que o sistema elétrico fique dependente de apenas um supridor. Em condições extremas, poderá haver apenas um supridor.

Como exemplo, da capacidade a ser adicionada entre 2015 a 2019, faz-se um leilão com antecedência de 4 anos para haver tempo do supridor fazer suas instalações e começar a operar, além de diluir seu custo de entrada em um prazo grande. Esse leilão é dividido em dois blocos, cada um seguido por um consórcio supridor vencedor. Do segundo leilão em diante pode ser feito com 3 anos de antecedência do início da entrada em operação.

As usinas que entrarem em um longo prazo terão o benefício de obterem maior ganho de aprendizado, entretanto o custo da eólica está bastante atrelado ao fator de capacidade, função do regime de ventos. Deve-se levar em consideração que o Governo deve fazer um inventário minucioso e com a máxima eficiência do potencial eólico dos sítios, estabelecendo para cada bloco onde deverá situar as centrais eólicas. Parte-se do pressuposto que os melhores locais serão os primeiros e assim por diante.

A tabela 3.64 mostra um caso exemplo, considerando as necessidades de contratação vistas neste trabalho para os anos de 2016 a 2020. Em 2012 aconteceria um leilão com 4 anos de antecedência para entrada em operação das usinas eólicas, o supridor 1 vencedor do leilão atende a primeira fração, já que apresentou as melhores condições de custos e o segundo supridor, atende a segunda fração. Em 2018 seria realizado um segundo leilão de eólicas para atendimento da carga dos 3 anos (2021 a 2023), que entraria em operação depois de 3 anos da contratação e assim sucessivamente.

Tabela 3.64: Metodologia de pacotes de leilões

	1º Leilão			2º Leilão			
	2012	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Capacidade Eólica		775	786	792	798	837	3.988
Supridor 1		388	393	396	399	418	1.994
Supridor 2		388	393	396	399	418	1.994

Fonte: Elaboração Própria

O ganho de aprendizado depende da estratégia de contratar os pacotes de energia com mecanismos de mobilidade de ciência e tecnologia para desenvolvimento da infra-estrutura e logística. Os mecanismos incluem programas de incentivos tecnológicos, recursos humanos, pesquisa, materiais, componentes, a fim de se obter ganho de escala da indústria brasileira. Uma sugestão seria um programa governamental unindo fabricante, universidade e setor de energia de tal forma a suprir os pacotes com tecnologia cada vez mais eficientes e baratas.

São necessários os seguintes apoios: CNPq, Finep, Fundos Setoriais, BNDES, Sistemas Eletrobrás e Petrobrás.

3.17 Medição dos ventos

Conforme SILVA (1999), Para implantar um sistema eólico, necessita-se verificar se o terreno apresenta boas condições de vento. Partindo-se do princípio que a potência varia com o cubo da velocidade, o conhecimento do regime dos ventos é de vital importância. O conhecimento das potencialidades da fonte eólica deve ser determinado com os dados colhidos durante longo período de tempo. Devido a alterações climáticas, mudanças de rugosidade e obstáculos, etc., o regime dos ventos pode variar no tempo. Assim, são necessários vários anos de medição para definir o comportamento histórico dos ventos.

O período de medição de ventos estabelecido pela ANEEL e assegurado pelo MME para obtenção de outorga passou de um ano para dois anos. No próximo ano, o histórico será de três anos. Segundo especialistas do setor, o aumento do prazo pode fazer com que as eólicas tenham menor participação em relação aos últimos leilões por não disponibilizarem deste histórico de ventos.

O histórico de medição de ventos é um problema. Dados de medição de longo prazo conduz a projetos mais eficientes e com menos risco de incerteza na previsão de geração.

3.18 Constância dos ventos

A inconstância e a imprevisibilidade dos ventos são pontos negativos da energia eólica. Existem variações de intensidade dos fluxos, podendo impactar as tensões da rede elétrica. As variabilidades também ocorrem com outras fontes renováveis como no caso das hidrelétricas que passa por períodos de cheias e secas nos rios. Entretanto a eólica não tem como armazenar o vento quando é abundante e as hidrelétricas conseguem armazenar água em seus reservatórios. Assim, há a necessidade de produção excedente de outros tipos de energia para momentos de insuficiência ou abundância de ventos (COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009).

3.19 Questões ambientais

3.19.1 Ruído

Dependendo do tipo de equipamento e do local do parque eólico, pode variar a intensidade do ruído para a geração de energia eólica. Parte do ruído é causada pelo próprio zumbido dos ventos, segundo fabricantes de aerogeradores. Motores cada vez mais silenciosos e pás projetadas para reduzir barulhos nos movimentos de rotação são características dos modernos equipamentos de hoje. A American Wind Energy Association (AWEA) realizou um estudo revelando que, com uma distância de 350 metros da turbina, o ruído é próximo de 35 a 45 decibéis, mais baixo que em um ambiente de escritório. COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009.

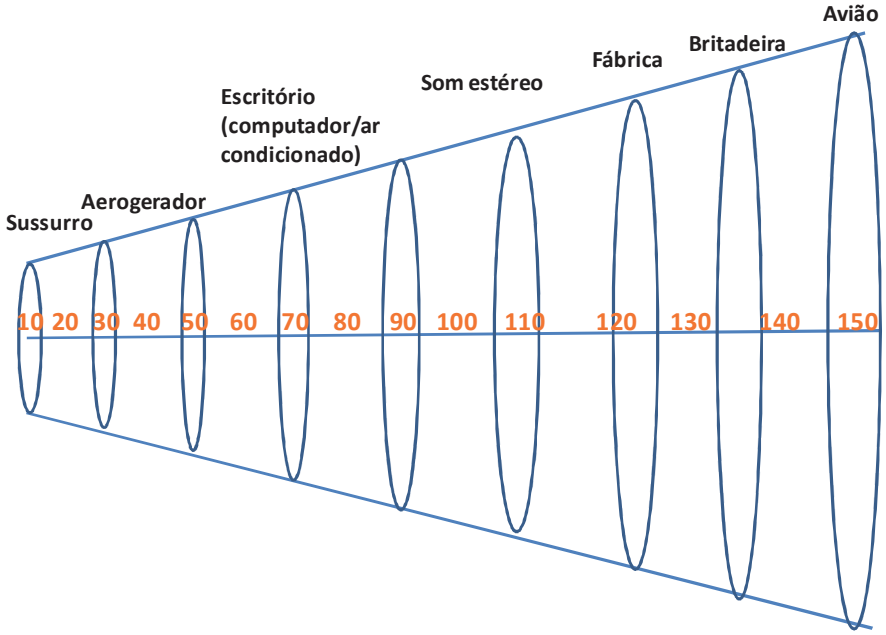


Figura 3.30 – Nível de Ruído de diversas atividades

Fonte: GWEC[26] et al. (2008 apud COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009).

3.19.2 Interferências Eletromagnéticas

Interferências eletromagnéticas causadas pelas eólicas podem causar perturbações nas comunicações e transmissões de dados (rádio, televisão etc.). Elas variam com as

[26] GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Energy Outlook, 2008. Disponível em: <www.gwec.net.>

especificidades geográficas do local e com o material utilizado no aerogerador. COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009.

3.19.3 Rota migratória de pássaros

Conforme Rey e Oliveira[27] (2005 apud COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009), fabricantes de equipamentos argumentam que o aerogerador poderia afetar a rota migratória de aves e causar acidentes nos primeiros parques eólicos, onde não se exigia estudo de rotas migratórias antes da instalação. Nos EUA, estima-se que o número de aves mortas por MW instalado de capacidade eólica varie de um a seis por ano, representando 0,1% das mortes não-naturais de aves. Para reduzir esta taxa, alguns parques instalam estímulos visuais e auditivos nas torres, evitando a colisão de aves.

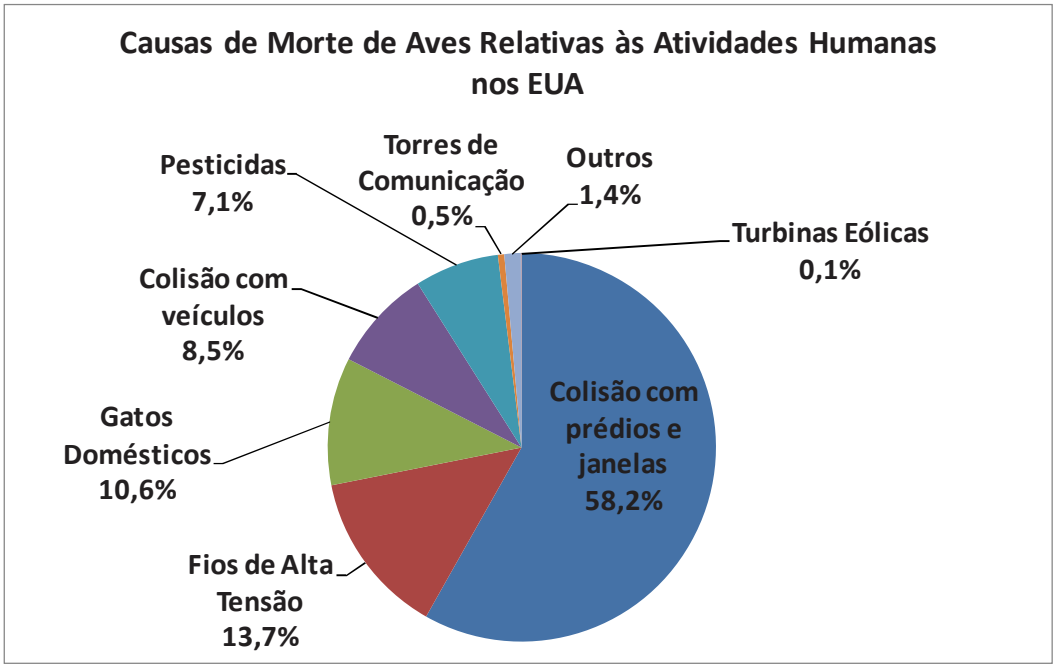


Figura 3.31 – Causa das mortes não-naturais de aves

Fonte: AWEA[28] et al. (apud COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009).

Estudos feitos na Alemanha, Dinamarca e Holanda, em parques que operam há alguns anos, não registraram mudança importante no número de aves desde o início das operações.

---

[27] REY, R. R. R. & OLIVEIRA, F. C. Fatores técnicos de impacto no meio ambiente nos geradores de energia elétrica eólica do Ceará: um estudo de caso na indústria da Taíba. Apresentado no "V Encontro de Pós-Graduação e Pesquisa da Unifor", 2005, Fortaleza. Anais do "V Encontro de Pós-Graduação e Pesquisa da Unifor", 2005.

[28] AWEA – American Wind Energy Association. Disponível em: < http://www.awea.org/>

3.19.4 Emissão de CO2

Estima-se que um período de seis meses de operação da turbina eólica é suficiente para virtualmente compensar todo o CO2 emitido durante a sua construção GWEC[29] (2008 apud COSTA, CASOTTI e AZEVEDO, 2009)

3.20 Análise futura do atendimento a carga

3.20.1 Consumo energético e crescimento da carga

Segundo o Operador Nacional do Sistema, a carga de energia que representa a geração de energia de todas as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, somada à de usinas programadas pelo ONS foi de 475.089,74 GWh em 2010.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Energia e Estatística (IBGE), a população brasileira em 2010 é de 190.732.694 pessoas.

Com estes dois dados, tem-se que o consumo populacional brasileiro é de 2,49 MWh por brasileiro e por ano.

Conforme projeção da população brasileira, revisão de 2008, até o ano de 2050 feita pelo IBGE, alcança um nível máximo populacional de 219 milhões de habitantes em 2040, quando começa a regredir, ou seja, o número de óbitos se torna superior ao número de nascimentos. Sendo assim, o número de habitantes no ano de 2050 atinge aproximadamente 215 milhões de habitantes.

Neste estudo será considerado uma tendência de estabilização no crescimento populacional brasileiro em 2040 com os 219 milhões de habitantes.

[29] Idem nota 25.

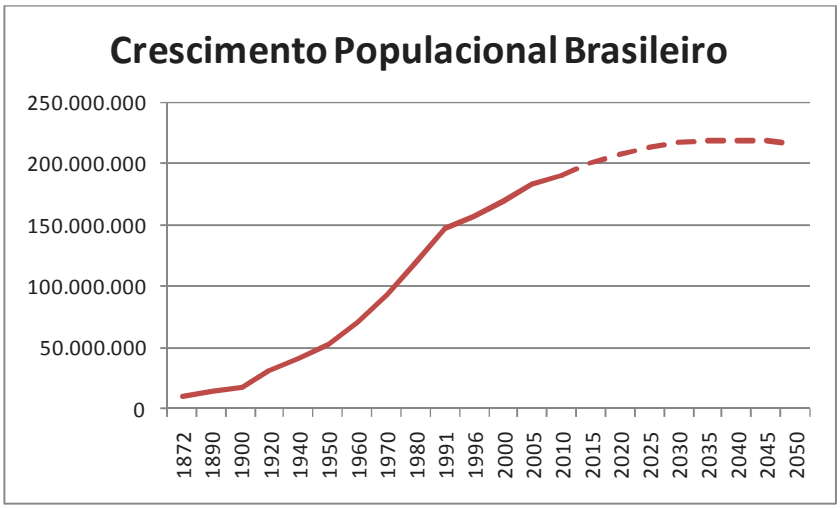


Figura 3.32 – Crescimento populacional brasileiro

Fonte: Elaboração própria, com base em IBGE, 2011.

Considerando o crescimento do PIB de 3,15% ao ano de acordo com a previsão até 2050 para países menos desenvolvidos, conforme tabela 3.65:

Tabela 3.65: Projeção do PIB

Mundo e Regiões	Taxa anual 2000-2006	Taxa Projetada 2000-2050
Mundo	2,95	2,30
Países Desenvolvidos	2,22	1,63
Países Menos Desenvolvidos	4,64	3,15

Fonte: FMI, World Economic Outlook, 2003 e 2006 e Madison (2005 apud ALVES 2007)[30]

E levando-se em consideração que o crescimento da carga de energia segue a previsão de crescimento do PIB e em seguida se estabiliza, a previsão de carga para o ano de 2040 será de 1.204.627.077 MWh.

Com a população em 2040 de 219 milhões de habitantes, tem-se um consumo de 5,5 MWh por brasileiro e por ano.

Assim, o crescimento da carga de energia de 2010 a 2040 é de 729.537.337 MWh.

Como forma de comparação tem-se os dados da Itália e da Espanha. Em 2009, o consumo italiano de eletricidade foi de 4,49 MWh por habitante no ano e o consumo espanhol foi de 5,89 MWh por pessoa por ano. A tabela 3.66 mostra estes valores.

[30] FMI, World Economic Outlook, setembro de 2003 e 2006: http://www.imf.org/ e MADDISON, Angus. World Development and Outlook 1820-2030: Its Implications for Energy Use, London, 20th February 2005. Disponível em: http://www.ggdc.net/maddison.

Tabela 3.66: Consumo de eletricidade na Itália e Espanha

2009	Itália	Espanha
População (número de habitantes)	60.045.068	46.745.807
Consumo anual (MWh)	269.637.000	275.117.000
Consumo (MWh/hab)	**4,49**	**5,89**

Fonte: Elaboração Própria, com base em: INE (Instituto Nacional de Estadística); EIA (Energy Information Administration) e Istat (Istituto Nazionale di Statistica).

Com o critério adotado de crescimento do consumo de eletricidade de acordo com o PIB previsto, atinge-se a valores próximos dos consumos de alguns países da Europa. Portanto, a análise realizada permite que o padrão brasileiro de consumo se compare a valores de consumo como da Itália ou da Espanha de hoje.

3.20.2 Atendimento da carga

Para o atendimento desta carga, sugere-se o uso de usinas hidrelétricas e eólicas, com a segurança térmica, ou seja, entrada em operação apenas de usinas hidráulicas e usinas eólicas, mantendo-se o que já se tem de térmicas somente como segurança.

O potencial eólico brasileiro segundo o atlas do CEPEL em 2001 conforme mencionado no capítulo 1 deste trabalho é de 143,5 GW. Este valor representava com o fator de capacidade de 40% considerado atualmente, 502.824 GWh/ano.

O potencial hidrelétrico brasileiro segundo a Eletrobrás é de 243,6 GW conforme pode ser observado na tabela 3.67:

Tabela 3.67: Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada estágio e por Estado

Estágio	1 - Remanescente	2 - Individualizado	4 - Inventário	5 - Viabilidade	6 - Projeto Básico	7 - Construção	8 - Operação	Total
UF	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)	Soma de Potência (MW)
AC	402,00	656,00	62,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1.120,50
AL	0,00	17,20	1.504,50	1.165,00	0,00	0,00	1.582,25	4.268,95
AM	6.226,00	10.860,00	2.545,90	0,00	8,24	0,00	250,00	19.898,14
AP	399,00	551,00	665,30	66,00	197,50	0,00	67,98	1.906,78
BA	0,00	329,68	1.466,71	3.012,90	361,09	50,00	6.834,53	12.054,91
CE	0,00	0,00	3,45	0,00	17,57	0,00	4,00	25,02
DF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	30,00
ES	108,20	128,40	598,39	0,00	34,40	0,00	458,58	1.327,97
GO	2.589,00	276,05	2.923,74	368,00	100,99	708,65	5.187,96	12.154,39
MA	146,00	146,00	600,35	664,00	2,50	543,50	119,68	2.222,03
MG	1.067,00	1.902,90	7.780,41	717,00	547,29	330,80	11.909,57	24.254,97
MS	113,21	903,48	730,51	48,00	707,26	0,77	3.458,40	5.961,64
MT	4.694,90	4.375,00	6.168,37	75,00	496,51	467,73	1.311,85	17.587,35
PA	2.418,00	4.264,00	20.294,43	12.163,10	850,00	0,00	8.455,30	48.444,83
PB	0,00	5,50	2,10	0,00	0,00	0,00	3,52	11,12
PE	0,00	0,00	292,25	500,00	28,62	0,00	745,54	1.566,41
PI	0,00	0,00	407,50	0,00	0,00	0,00	118,65	526,15
PR	1.222,36	314,29	3.543,44	2.227,73	835,20	1.061,00	14.856,61	24.060,62
RJ	427,10	123,00	671,47	475,00	124,43	176,45	1.215,27	3.212,72
RN	0,00	0,00	2,15	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15
RO	1.192,46	4.254,33	499,72	0,00	3.395,50	3.257,50	289,63	12.889,14
RR	4.170,00	120,00	600,00	351,00	0,00	0,00	5,00	5.262,00
RS	503,80	1.441,00	3.659,30	146,00	1.034,80	630,31	4.411,81	11.827,02
SC	254,12	535,40	1.938,67	146,00	431,03	509,65	3.162,21	6.977,07
SE	0,00	0,00	1.500,00	1.165,00	0,00	0,00	1.581,00	4.246,00
SP	441,00	375,00	937,13	2.161,50	254,96	83,77	10.873,69	15.127,06
TO	156,60	0,00	1.890,04	2.304,00	0,00	568,90	1.724,77	6.644,31
Totais	26.538,75	31.592,24	61.288,32	27.755,23	9.387,89	8.389,04	78.657,78	243.609,25

Fonte: Eletrobrás, 2010

Este valor de 243,6 GW representa com o fator de capacidade de 50%, mesmo fator de capacidade utilizado para as usinas de Santo Antônio e Jirau de acordo com Carvalho e Sauer (2008), uma geração anual de 1.067.008,52 GWh/ano.

Dessa forma, percebe-se que se o potencial hidrelétrico e eólico entrar em operação, o Brasil não precisará de outras fontes de energia, pois apenas com essas duas fontes renováveis, já atende a demanda e ainda se observa segurança no sistema.

Dessa forma, ter-se-á uma oferta de 1.569.832,52 GWh/ano para atender uma previsão de carga de 1.204.627 GWh, sem considerar a segurança térmica do sistema.

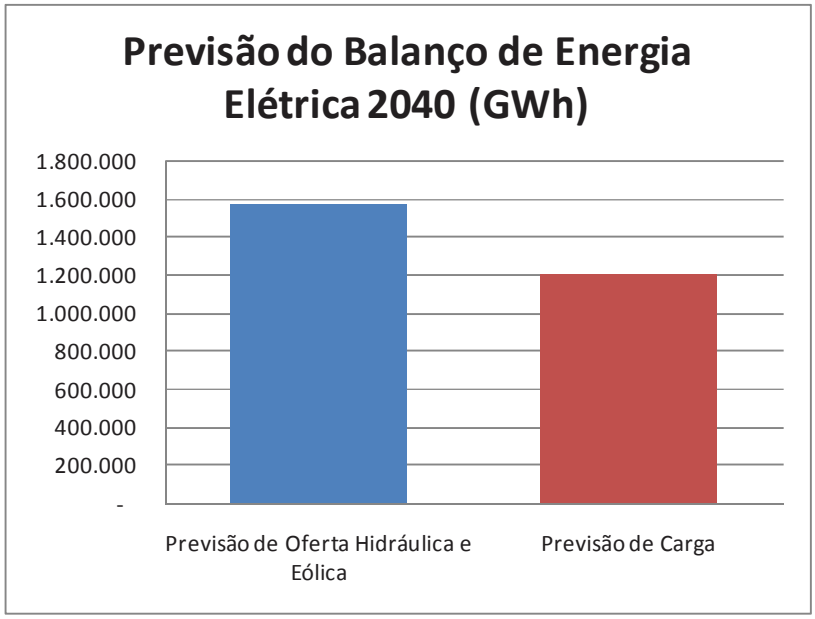


Figura 3.33 – Previsão de atendimento da carga em 2040 com geração hidrelétrica e eólica.

Fonte: Elaboração Própria

Com a melhoria da eficiência dos equipamentos de uso final, a previsão de carga pode ser menor do que a prevista, sobrando um maior potencial para o atendimento com eletricidade da frota de veículos. Além disso, como mencionado anteriormente, o potencial eólico deve crescer já que o estudo do Atlas do Cepel foi em 2001 com torres mais baixas e outras condições de medição de ventos, sendo que hoje tem-se tecnologias um pouco mais avançadas, além de torres mais altas, proporcionando um maior potencial eólico.

Existe previsão de sobra de energia de 365 TWh que pode ser aplicada na utilização de substituição de carros com combustível fóssil por carros elétricos.

3.20.3 Atendimento da frota de veículos

A frota estimada de veículos (automóveis) em 2009 pela ANFAVEA (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores) é de 23.612.000 no Brasil. Isso representa que aproximadamente 12% da população brasileira possuem um automóvel.

Também como forma de comparação, a frota da Espanha em 2009 é de 21.983.485 automóveis, segundo a DGT Dirección General de Trafico, o que representa um consumo de 2,13 pessoas para cada automóvel. Na Itália, o consumo é de 1,65 pessoas por automóvel, sendo a frota de 36.371.790 carros, de acordo com o Automobile Club d´Italia.

Fazendo uma hipótese de que 20% da população brasileira possua automóvel em 2040, o Brasil terá uma frota estimada de 43.800.000 veículos.

Motores elétricos possuem eficiência de aproximadamente 90%. Isto significa que ele pode transformar cerca de 90% da energia elétrica consumida em trabalho efetivo no seu eixo, valores muito superiores quando comparados aos 25 a 30% de um motor de combustão interna a gasolina.

O poder calorífico da gasolina é 11.220 kcal/kg e densidade de 740 kg/m3, considerando que um veículo faz em média 12 km/litro de combustível, tem-se:

$$d = \frac{m}{V} \quad (3.6)$$

Onde:

d é a densidade do combustível;

m é a massa de combustível;

V é o volume do combustível.

Gasta-se 8302 kcal a cada litro de gasolina para percorrer 12 km, ou seja, 691,9 kcal/km. Considerando eficiência de 30%, precisa-se de 2306,33 kcal/km. Levando-se em consideração que um brasileiro dirige 10.000 km por ano, será gasto 23.063.300 kcal/ano o que representa 26,82 MWh/ano para cada veículo. Para a frota de 23.612.000 veículos, tem-se hoje o consumo de 633.335 GWh/ano.

Em 2040, para os 43.800.000 carros, seriam necessários 1.174.716 GWh/ano. Entretanto a oferta disponível de hidrelétricas e eólicas é de 365.206 GWh/ano. Dessa forma, além do consumo de eletricidade poderia ser atendido 31% do consumo de eletricidade para os veículos. Dessa forma, verifica-se que há espaço na plataforma de eólicas e hidrelétricas que permite uma parte da mobilidade, desconsiderando valores da oferta térmica.

3.21 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou os cálculos dos custos de investimento, O&M, combustível, emissão de CO2 para as tecnologias térmicas e comparou com os custos de investimento e O&M da tecnologia eólica com e sem ganho de aprendizado.

O custo de investimento das tecnologias térmicas a valor presente são menores que os custos de investimento da tecnologia eólica, apenas considerando o ganho de aprendizado da tecnologia eólica de 77%, o custo de investimento da eólica é menor do que o custo de investimento das tecnologias térmicas, considerando todos os cenários analisados no estudo.

Considerando-se todos os custos (investimento, O&M, combustível e emissão de CO2, além dos custos para mais 20 anos), os custos das tecnologias térmicas são maiores do que os custos da tecnologia eólica.

Analisando-se as curvas de sensibilidade, tem-se que com a redução da taxa de desconto, aumenta-se os custos de combustível, O&M e emissão de CO2. Com o aumento do custo do gás natural, da geração a gás natural e da geração total, aumenta-se os custos com combustível, O&M e emissões de CO2.

O capítulo observou alguns desafios da energia eólica para a inserção no sistema elétrico brasileiro como, por exemplo, o conhecimento do regime de ventos que depende de vários anos de observação. Questões ambientais como ruídos, interferências eletromagnéticas, rota de pássaros também foram mostradas como barreiras para a energia eólica.

O atendimento da carga de energia em 2040 pode ser realizado através de geração eólica e hidráulica e o consumo considerado equipara-se ao consumo de hoje de países como Itália e Espanha. Ainda sobram 365 TWh para atendimento da frota de veículos que utilizam gasolina. Para o atendimento da frota de veículos projetada para 2040, o potencial de hidrelétricas e eólicas conseguiria atender aproximadamente 31% do combustível.

4 SÍNTESE, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Nos leilões de energia elétrica realizados no Brasil, a energia térmica obteve uma maior participação frente às hidrelétricas e fontes renováveis. Até o sétimo leilão de energia nova, 60,3% dos empreendimentos negociados eram de fontes térmicas. Apenas nos últimos leilões houve uma maior participação de fontes renováveis, graças a leilões exclusivos de algumas fontes.

O último plano decenal 2010-2019 mostrou mudança em relação aos últimos planos decenais, apresentando maior participação de fontes renováveis. Isso se deve ao fato de que nos últimos leilões de fontes alternativas, estas apresentaram uma maior competitividade em ralação às energias térmicas. Já o plano de 30 anos da Empresa de Pesquisa Energética realizado em 2007, contempla 22.900 MW de geração térmica no seu horizonte, com fontes nucleares, gás natural e carvão, que são poluentes, gerando gás de efeito estufa.

As principais vantagens da energia eólica em relação às fontes térmicas derivam dos aspectos ambientais. Entretanto, além de ser limpa e renovável, apresenta qualidades como a complementaridade com o regime hidrológico principalmente na região nordeste brasileira, onde não somente o potencial brasileiro de energia eólica é alto, mas também onde se tem importado energia de outras áreas do país. Por apresentar esta complementaridade, não existe a necessidade de despender gastos para expandir as redes de transmissão, já que a eólica vai gerar energia principalmente nos momentos em que as hidrelétricas não estiverem gerando, evitando ainda a ociosidade do sistema. Outro benefício da eólica é a geração de empregos diretos e indiretos, dado que a indústria local é intensiva em mão-de-obra.

A energia eólica representa apenas 0,76% da matriz brasileira, com 930 MW instalados, representando uma tímida participação em relação a vários países europeus, Estados Unidos, China e Índia. Apesar disso, a América Latina apresentou o maior crescimento anual (113,3%) em energia eólica de todas as regiões do mundo graças ao Brasil e ao México em 2009, após anos de estagnação. Em 2010, o crescimento da América Latina não foi grande em termos absolutos, mas representou aumento de 50% da capacidade instalada. Os Estados Unidos deixou de ser o líder mundial em capacidade instalada em 2010, passando a liderança à China. O objetivo dos Estados Unidos é atender 20% da demanda elétrica até 2030 com energia proveniente de eólica, para isso o governo concede créditos para estimular abertura de fábricas de aerogeradores e componentes para parques eólicos. Já a China, devido à prioridade dada do governo de alcançar um suprimento de energia sustentável com base em fontes renováveis de energia, em 2010 passou a ser líder de mercado em capacidade eólica instalada, com 40.180 MW. Segundo o GWEC, 2010 terminou com 197.039 MW instalados em eólicas.

Em 2009 e 2010 o governo brasileiro proporcionou leilões de energia dedicados a fontes alternativas de energia. O primeiro em 2009 voltado exclusivamente para fonte eólica, que resultou na contratação de 1.805,7 MW, a um preço médio de venda de R$ 148,39/MWh.

Com isso, será viabilizada a construção de 71 empreendimentos de geração eólica nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. O segundo leilão de fontes alternativas realizado em agosto de 2010 proporcionou produtos: biomassa, eólica e PCH. Resultaram em 70 projetos de energia eólica, a um preço médio de venda de R$ 130,86/MWh e um montante de 2.047,8 MW. Os preços praticados nos leilões mostram que a eólica passa a ser desmistificada, que pode ser uma alternativa energética para regiões como o Nordeste e o Sul do Brasil, sem a necessidade de subsídios.

Este trabalho propõe a análise da substituição da oferta térmica do plano de 30 anos da EPE por oferta eólica, a fim de se comparar os custos de cada tecnologia referente ao investimento, operação e manutenção, combustível para as térmicas e emissão de CO2 também para as térmicas. Além disso, o trabalho investiga a curva de aprendizado da energia eólica no Brasil para mostrar a tendência da evolução dos custos futuros de investimento da tecnologia. Esta proposta vem da necessidade de manter a tendência do país de uma matriz limpa, já que aproximadamente 72% da matriz elétrica brasileira é renovável, além do país apresentar um potencial eólico de 143 GW, segundo o atlas do CEPEL feito em 2001.

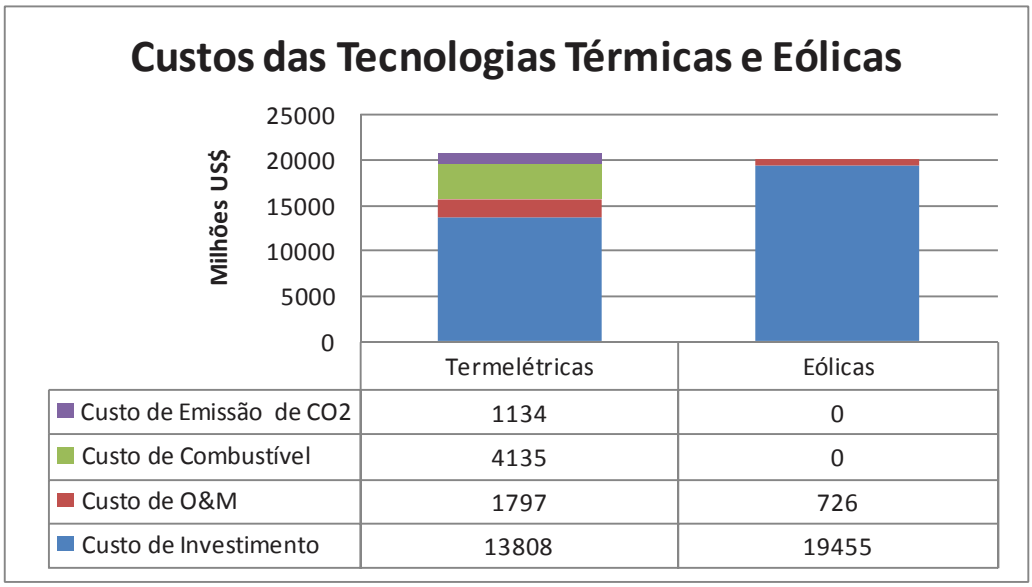
Apesar da oferta térmica do plano de 30 anos da EPE ser de 22.900 MW, a capacidade considerada neste trabalho é de 15.500 MW. Essa premissa foi adotada devido ao fato desta oferta ser considerada a partir de 2015, ao invés de considerar desde 2005, já que não seria factível considerar anos anteriores ao atual. Destes 15.500 MW de oferta térmica, 51,6% representam térmicas a gás natural, 25,8% térmicas nucleares e 22,6% térmicas a carvão.

Considerando-se os custos de investimento de energia nuclear de 5.800 US$/kW instalado, 2.150 US$/kW instalado para energia a carvão, 1.000 US$/kW instalado para térmica a gás natural em ciclo combinado e 600 US$/kW instalado para térmica a gás natural em ciclo aberto; levando-se em conta que 80% da oferta a gás natural é de usinas em ciclo combinado e 20% em ciclo aberto; assumindo-se uma taxa de desconto de 8% ao ano e considerando um cenário de hidrologia média, onde se despacham usinas a um fator médio de 50% para gás natural, 45% para carvão e 87% para nuclear, tem-se que o custo de capital em valor presente para as térmicas para o horizonte do plano da EPE de 30 anos de aproximadamente 13,8 bilhões de dólares.

Para os custos de operação e manutenção foi adotado um valor de 15 US$/MWh para a energia nuclear, 8 US$/MWh para energia a carvão e 5 US$/MWh para a térmica a gás natural como custo variável pela energia gerada efetivamente e 3 US$/MWh como custo fixo pela disponibilidade. Assim, os custos em valor presente de O&M para as térmicas no horizonte de 30 anos são de 1,8 bilhões de dólares aproximadamente. Considerando-se o cenário de hidrologia média, o custo com combustível é de aproximadamente 4,1 bilhões de dólares em valor presente, considerando-se um custo de 7,5 US$/MM BTU para o gás natural, 20 US$/ton. para o carvão e 10,4 US$/MWh para a nuclear. O custo da tonelada emitida de CO2 é de 20,4 US$, assim tem-se que o custo com as emissões de CO2 em valor presente é da ordem de 1,1 bilhão de dólares.

A fim de proporcionar a mesma quantidade de energia gerada com 15.500 MW de térmicas, necessita-se de 22.638 MW de eólica para um fator de capacidade de 40%. Considerando-se o custo do kW instalado eólico de 2.454 US$, o custo de capital em valor presente para a oferta considerada eólica é de aproximadamente 19.455 milhões de dólares.

Em relação aos custos de O&M para a eólica, foi adotado um valor de 5 US$/MWh, o que proporciona um custo total de operação e manutenção para o horizonte de 30 anos em valor presente de 726 milhões de dólares.



	Termelétricas	Eólicas
Custo de Emissão de CO2	1134	0
Custo de Combustível	4135	0
Custo de O&M	1797	726
Custo de Investimento	13808	19455

Figura 4.1 – Valor Presente dos custos das tecnologias térmicas e eólica no horizonte de 30 anos

Fonte: Elaboração Própria

Assim, percebe-se que o custo de capital da tecnologia eólica é mais elevado do que o custo de capital das térmicas, entretanto, além da tecnologia eólica apresentar custo de O&M menor do que das tecnologias térmicas, ela não possui custo de combustível e custo de emissão de CO2, fazendo com que nessas condições o custo total das energias térmicas seja mais oneroso do que das eólicas.

A curva de aprendizado da energia eólica permite avaliar a redução dos custos com o ganho de escala e aprendizado. A taxa de progresso (PR) é o parâmetro que expressa a taxa que os custos declinam a cada vez que a produção acumulada ou capacidade acumulada dobra. Uma PR de 90% é igual a uma taxa de aprendizado de 10%, o que representa um decréscimo de 10% nos custos a cada dobro da capacidade ou produção acumulada.

Para a realização da curva de aprendizado brasileira, foram utilizados valores da capacidade eólica contratada no PROINFA e nos leilões de energia eólica realizados em 2009 e 2010 com seus correspondentes custos. Assim considerou-se a capacidade e os custos do ano de contratação, pois o estado da arte é aferido naquela data e refletido nos custos. A partir da curva de aprendizado, projetam-se os custos futuros para a energia eólica para o horizonte

do plano de 30 anos. Dessa forma, o custo do kW instalado em 2030 considerando o cenário de aprendizado com PR de 87%, ou seja, redução do custo da tecnologia de 13% a cada dobro da capacidade instalada é de 1.770 US$/kW instalado. Assim, o custo de investimento da eólica pode reduzir em 28% caso sejam instaladas as usinas projetadas e apresentem o correspondente ganho de aprendizado no longo prazo.

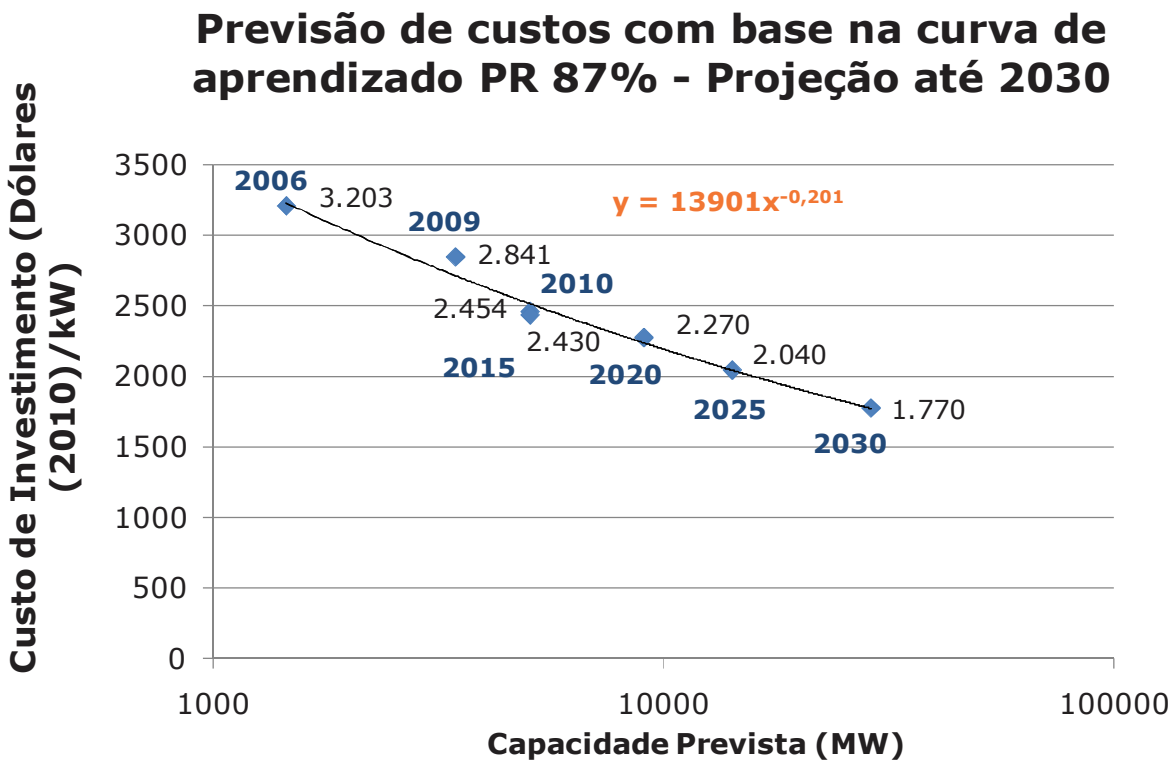


Figura 4.2 – Previsão de custo de investimento para a energia eólica com base na curva de aprendizado com PR de 87%.

Fonte: Elaboração Própria

Junginger (2005) sugere a utilização de uma faixa de PR de 77% a 85% com média de 81%. Assim, com PR de 77% o custo do kW instalado da eólica em 2030 reduz de 2.454 US$/kW instalado para 1.155 US$/kW instalado e com PR de 81% o custo reduz para 1.380 US$/kW instalado.

Considerando-se então os valores com a curva de aprendizado, o custo de investimento da eólica com PR de 77% passa a ser de aproximadamente 13,4 bilhões de dólares, significando que com esta taxa de aprendizado, mesmo o custo de investimento da eólica já passa a ser mais econômico que o custo de investimento das térmicas.

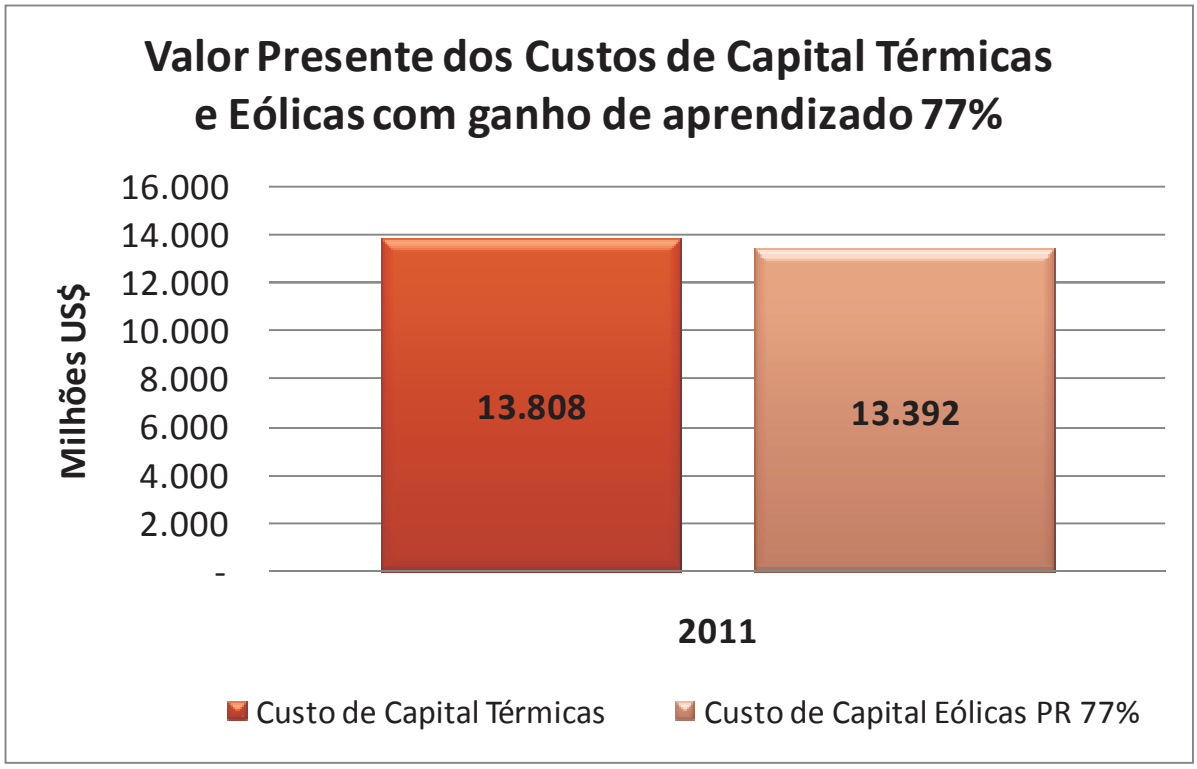


Figura 4.3 – Valor Presente do custo de investimento das térmicas e eólica com ganho de aprendizado com PR de 77%

Fonte: Elaboração Própria

Para os ganhos de aprendizado com PR de 81% e 87%, o custo de investimento é superior ao das térmicas, porém por não apresentar custo com combustível a eólica se torna mais atrativa, sem considerar os custos com emissões de CO2.

Para viabilizar os ganhos de aprendizado é preciso definir uma estratégia adequada. A sugestão é de ao invés de contratar apenas unidades de geração eólica, é necessário contratar um pacote de fornecimento, incluindo a progressiva nacionalização da cadeia produtiva, com leilões de contratação de expansão da capacidade por períodos de 3 a 5 anos, sendo contratados dois consórcios de supridores simultâneos. A idéia de desenvolver dois supridores evita que o sistema elétrico fique dependente de apenas um supridor. O aprendizado depende de mobilidade de ciência e tecnologia para desenvolvimento da infra-estrutura e logística. Os mecanismos incluem programas de incentivos tecnológicos, recursos humanos, pesquisa, materiais, componentes, centros de pesquisa com universidades a fim de se obter ganho de escala da indústria brasileira.

Algumas barreiras podem ser identificadas para a energia eólica. Uma das principais seria a medição dos ventos. Para a energia eólica ser implantada depende de boas condições de ventos, uma vez que a potência varia com o cubo da velocidade. A medição dos ventos implica uma dificuldade para o crescimento da energia eólica de forma que o setor não possui histórico grande de dados e alterações climáticas, mudanças de rugosidade podem variar no

tempo. Variações de intensidade dos fluxos dos ventos podem impactar as tensões da rede elétrica.

Questões ambientais como ruído, interferências eletromagnéticas, rotas migratória de pássaros e emissão de CO2 também fazem parte do cotidiano da eólica. Entretanto, para alguns aspectos já existe alguma forma de diminuir o impacto como, por exemplo, o ruído: motores cada vez mais silenciosos e pás projetadas para reduzir barulhos nos movimentos de rotação são características dos modernos equipamentos de hoje. Em relação às emissões de CO2, estima-se que um período de seis meses de operação da turbina eólica é suficiente para virtualmente compensar todo o CO2 emitido durante a sua construção.

Com o potencial eólico e hidráulico previsto no Brasil, estas duas fontes juntas são capazes de atender a carga do sistema brasileiro no ano de 2040 quando se projeta uma estabilização populacional de 219 milhões de habitantes. A carga projetada para 2040 compara-se aos atuais padrões de consumo da Itália e Espanha, por exemplo. Ainda assim, existe previsão de sobra de energia de 365 TWh que pode ser aplicada na utilização de substituição de carros com combustível fóssil por carros elétricos.

Em 2040, projetou-se 43.800.000 carros (20% da população brasileira, hoje 12% da população possui automóvel), para os quais seriam necessários 1.174.716 GWh/ano. Entretanto a oferta disponível de hidrelétricas e eólicas é de 365.206 GWh/ano. Dessa forma, além do consumo de eletricidade poderia ser atendido 31% do consumo de eletricidade para os veículos, com as térmicas apenas como segurança. Dessa forma, verifica-se que há espaço na plataforma de eólicas e hidrelétricas que permite uma parte da mobilidade.

Através destes pontos, indica-se que a energia eólica deve ser melhor investigada por apresentar preços competitivos ou até inferiores do que as térmicas que venceram muitos leilões e estão presentes nos planos do Governo. Se seguir uma estratégia de contratação conforme sugerida anteriormente, a eólica pode apresentar um ganho de aprendizado, o que a torna extremamente atraente para o setor, o qual necessita de um crescimento da oferta para atendimento da carga. Seria interessante poder atender a carga somente com fontes renováveis e com custos competitivos, ao invés de utilizar fontes térmicas, como a nuclear que tem o maior custo de investimento e pode provocar radiações nucleares.

Neste trabalho foi analisado a substituição térmica pela eólica, em trabalhos futuros podem ser analisadas outras fontes alternativas como a biomassa e a fotovoltaica, juntamente com a eólica.

Sugerem-se estudos mais aprofundados de vento e suas medições para uma atualização dos atlas do potencial eólico brasileiro a fim de se identificar o real potencial eólico, já que o último foi feito faz uma década e hoje com torres mais altas, melhores tecnologias, o potencial pode ser ainda maior. Caso isso seja verificado, é mais uma razão para aprofundar os estudos das eólicas e obter futuramente uma maior inserção da energia na matriz.

Outra recomendação do trabalho é analisar com maior profundidade não apenas a complementaridade eólica e hidráulica, mas se quando a afluência é maior, os ventos são

menos freqüentes e vice-versa. Assim, pode-se verificar se com uma determinada potência instalada eólica, os ventos conseguem gerar energia com diferentes fatores de capacidade. Ou seja, se a mesma potência consegue atender cenários de hidrologia boa e ruim.

Outro ponto a analisar seria valorar os custos totais de térmicas mais econômicas, como as térmicas a gás natural, para complementar com as eólicas em períodos de escassez de ventos e baixo cenário de hidrologia.

Um ponto interessante a ser estudado é a situação dos fornecedores de aerogeradores, pás, torres do Brasil. Até que ponto consegue-se produzir equipamentos para a indústria interna e também exportar equipamentos. Com estas informações, poder-se-ia prever também ganhos de aprendizado para a Indústria.

Para trabalhos futuros, sugere-se ainda o cálculo da matriz insumo-produto na geração de energia eólica. Sabe-se que com a geração eólica, gera-se emprego e há o consumo de produtos como aço, alumínio, o que ajuda na análise estrutural da economia.

5 REFERÊNCIAS

ALVES, J. E. D. Considerações sobre projeções populacionais e econômicas para 2050 e seus impactos sobre a pobreza e o meio ambiente. ENCE/IBGE, 2007.

AMARANTE, O. A. C., SILVA, F. J. L E SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E COMUNICAÇÕES, Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, 2002.

AMARANTE, O. A. C., E GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ, SECRETARIA DA INFRA-ESTRUTURA, Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará, 2001.

AMARANTE, O. A. C., ZACK, J., BROWER, M., SÁ, A.L., E MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, 2001.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Decreto 5163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 04 de agosto de 2004.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Lei 10438 de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 29 de abril de 2002.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Lei 10848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 16 de março de 2004.

BRANCO, F. P. Análise Termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2005.

CARVALHO, J. F.; SAUER, I. L. Does Brazil need new nuclear Power plants? Energy Policy. 2008.

COLPIER, U. C.; CORNLAND, D. The economics of the combined cycle gas turbine – an experience curve analysis. Energy Policy, 2002.

COSTA, R. L.; CASOTTI, B. P.; AZEVEDO, R. L. S. Um Panorama da Indústria de bens de Capital Relacionados à Energia Eólica. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, 2009.

COSTA, C. V. et al. Technological innovation policies to promote renewable energies: lessons from the European experience for the Brazilian case. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2008.

DALBEM, M. C., GOMES, L.L. Análise de Investimentos em Energia Eólica no Brasil. Tese de doutorado em Administação de Empresas pela PUC, Rio de Janeiro, 2010.

DUTRA, R.; SKLO, A. Incentive policies for promoting wind Power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. EPE/MME, Brasília, 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2030. EPE/MME, Brasília, 2007.

GUEDES FILHO, E. M. et al. Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada de Investimentos. Consultoria Tendências, São Paulo, 2003.

JUNGINGER, M.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W. C. Global Experience Curves for wind farms. Energy Policy, 2005.

MARÍN, A. B. F.; ZUBI, G. Wind energy (30%) in the Spanish power mix – technically feasible and economically reasonable. Energy Policy. 2009.

MCDONALD, A.; SCHRATTENHOLZER, L. Learning rates for energy technologies. Energy Policy, 2001.

MELLO, A. O. P. B. Os Investimentos no Setor Elétrico. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

MELLO, H. C. F. Setor Elétrico Brasileiro. Visão Política e Estratégica. Escola Superior de Guerra. Rio de Janeiro, 1999.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA E ELETROBRÁS. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010, Rio de Janeiro, dezembro de 1987.

MOLLY, J. P. Energia Eólica: técnica, planejamento, economia e riscos. In:Seminário da DEWI. Rio de Janeiro, Agosto 2009.

NEIJ, L. Cost dynamics of Wind Power. Energy Policy. 1999.

PETERSEN, R.; MARKARD, J.The offshore trend: Structural changes in the wind power sector. Energy Policy, ScienceDirect, 2009.

PINTO, L. Aspectos do licenciamento ambiental para geração eólica: vantagens ambientais da geração eólica. Fórum ABEEólica, Maio 2009.

ROCHA, N. A., AMARANTE, O. C. SUGAI, M. V. B., SCHULTZ, D. J., BITTENCOURT, R. M. Estabilização Sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico. XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Outubro 1999.

SALLES, A. C. N. Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica. Dissertação de mestrado em Planejamento Energético. UFRJ. 2004.

SALLES, M. B. C. Modelagem e Análises de Geradores Eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica para Escola Politécnica USP, 2009.

SAUER, I. L. et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo, Paz e Terra, 2003.

SILVA, P. C. Sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica para Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999.

VITERBO, J. C. Geração de energia elétrica a partir da fonte eólica offshore. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2008.

WOBBEN WINDPOWER/ ENERCON. Apresentação Geral da Empresa, Novembro 2010.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. World Wind Energy Report 2008.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. World Wind Energy Report 2009.

Sites:

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br> Acesso em fevereiro 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> e <www.aneel.gov.br/cedoc/areh2005250_1.pdf>. Acesso em 15 ago 2010.

ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2010. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br> e <http://anfavea2010.virapagina.com.br/anfavea2010/>. Acesso em março 2011.

Automobile Club D´Italia. Parco Veicolare 2009. Disponível em: http://www.aci.it e http://www.aci.it/sezione-istituzionale/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/autoritratto-2009.html. Acesso em março 2011.

Banco Central. Conversão de moedas. Disponível em: http://www.bcb.gov.br e http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/Resultado.asp?idpai=convmoeda. Acesso em Novembro 2010.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões de Energia Nova, leilões de fontes alternativas e leilões de reserva. Disponível em: <http://www.ccee.org.br> e http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b01b9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD. Acesso em Setembro 2010.

CRESESB – Centro de Referência para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm Acesso em Abril 2010.

CO2 PRICES – Disponível em: <www.emissierechten.nl/co2prices/> Acesso em 02 fev 2011.

DGT – Dirección General de Tráfico. Anuario Estadístico General 2009. Disponível em:http://www.dgt.es/portal/es/seguridad_vial/estadistica/publicaciones/anuario_general/2009 Acesso em março 2011.

DIUANA, D. Z. Informação pessoal disponível em: <demetriusdiuana@globo.com>. Acesso em 09 fev. 2011

EIA – Energy Information Administration. Disponível em: http://www.eia.doe.gov e http://www.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12&cid=r3,&syid=2005&eyid=2009&unit=BKWH.

Eletrobrás. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br> e http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm. Acesso em Março 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>

Informe à Imprensa Leilão de Fontes Alternativas 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf Acessado em março 2011

Informe à Imprensa Leilão de Energia de Reserva - Eólica. Disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf Acessado em março 2011

GWEC – Global Wind Energy Council. Disponível em: http://www.gwec.net e http://www.gwec.net/index.php?id=118. Acessado em: Novembro 2010.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sinopse do Censo Demográfico 2010. População nos Censos Demográficos, segundo as Grandes Regiões e as Unidades da Federação - 1872/2010. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/sinopse_tab_brasil_zip.shtm Acesso em Fevereiro 2011.

IMPSA. Disponível em: http://www.impsa.com/home.php?sel_0=5&sel_1=9&idioma=5&PHPSESSID=xafaeoxtbymmrwhp, http://www.impsa.com/home.php?sel_0=15&notid=318&PHPSESSID=xafaeoxtbymmrwhp http://www.impsa.com/home.php?sel_0=5&sel_1=10&PHPSESSID=35166cbd53446ed59153cc4896257607 Acesso em fevereiro 2011

INE – Instituto Nacional de Estadística. Disponível em: <http://www.ine.es> e http://www.ine.es/jaxi/tabla.do Acesso em Março 2011

ISTAT – Istituto Nazionale di Statistica. Disponível em: <http://www.istat.it> e http://demo.istat.it/pop2009/index.html. Acesso em Março 2011

MME – Ministério de Minas e Energia. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br> e http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf. Acesso em Setembro 2010.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_afluente_out.aspx e http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia_out.aspx?area= e Dados Relevantes 2005 a 2009. Disponível em: http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx. Acesso em Fevereiro 2011.

ONS. Cálculo dos fatores de emissão de CO2 pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil. Disponível em: http://www.forumdeenergia.com.br/nukleo/pub/calculo_fatores_emissao_co2_geracao_energia_eletrica.pdf Acesso em março 2011.

6 BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ALSEMA, E. A.; NIEUWLAAR, E. Energy viability of photovoltaic systems. Energy Policy, v. 28, p. 999-1010, 2000.

ALVES, M. J. Estudo da influência das variações de temperatura e umidade no comportamento da demanda de energia elétrica e formação do custo marginal de operação no Brasil. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2008.

AMÊNDOLA, C. A. M. Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso. Tese de Doutorado em Engenharia para Universidade de São Carlos, 2007.

BARDELIN, C. E. A. Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica. Dissertação de mestrado em Sistema de Potência da Escola Politécnica USP, 2004.

BORELLI, S. J. S. Método para a análise da composição do custo da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural. Dissertação de Mestrado em Energia PIPGE, USP, 2005.

BORGES, C. M. Energia, capitalismo inclusivo e desenvolvimento sustentável: chaves para a quebra de um paradigma. Dissertação de Mestrado em Energia PIPGE, USP, 2007.

CAMPOS, F. G. R. Geração de energia a partir de fonte eólica com gerador assíncrono conectado a conversor estático duplo. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2004.

CASTRO, N. J., SANTORO, L. E. B. Relatório de Conjuntura: Reestruturação do SEB. Grupo de Estudos do Setor Elétrico GESEL, UFRJ, Abril 2009.

ELETROBRÁS. Plano Anual do Proinfa PAP 2010. Atualizado em outubro de 2009.

GIPE, P. *Wind Energy Comes of Age*, Estados Unidos da América, John Wiles & Sons. 1995.

GUENA, A. M. O. Avaliação Ambiental de Diferentes Formas de Geração de Energia Elétrica. Dissertação de mestrado em Energia Nuclear. IPEN. 2007.

JANUÁRIO, A. C. V. O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e implicações na câmara de comercialização de energia elétrica. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2007.

LIMA, J. L. Estado e energia no Brasil: o setor elétrico no Brasil : das origens à criação da Eletrobrás (1890-1962). Editora IPE/USP, 1984.

LOPES, J. E. G. Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. Tese de Doutorado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2007.

MARTÍN, E. C.; LAUKAMP, H. Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks. InterScience, V. 16, P. 629-643, 2008.

MARTINEZ B., Julio R. Controlador supervisório inteligente para sistemas híbridos eólico-diesel-bateria de pequeno porte. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2007.

MOCELIN, A. R. Implantação e gestão de sistemas fotovoltaicos domiciliares: resultados operacionais de um projeto piloto de aplicação da Resolução ANEEL nº 83/2004. Dissertação de Mestrado em Energia PIPGE, USP, 2007.

PASSEY, R. J. Study of Grid-Connect Photovoltaic Systems: Benefits, Opportunities and Strategies. Interscience, v. 17, p. 419-431, 2009.

POLIZEL, L. H. Metodologia de prospecção e avaliação de pré-viabilidade expedita de geração distribuída (GD): caso eólico e hidraúlico. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2007.

Rodríguez, C. R. C. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída:fotovoltaicos conectados à rede. Dissertação de Mestrado. FEM/ UNICAMP, Campinas, 2002.

ROSIM, S. O. Geração de energia elétrica - Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil. Dissertação de Mestrado em Energia PIPGE, USP, 2008.

R. Gasch and J. Twele (eds), Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation (Solarpraxis AG, Alemanha, 2002).

SAUER, I. L.; VIEIRA, J. P.;KIRCHNER, C. A. R. O Racionamento de Energia Elétrica decretado em 2001: um estudo sobre as causas e responsabilidades, Dezembro 2001.

SILVA, K. F. Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados. Tese de Doutorado em Engenharia para Escola Politécnica USP, 2006.

TRIGOSO, F. B. M. Demanda de energia elétrica e desenvolvimento socioeconômico: O caso das comunidades rurais eletrificadas com sistemas fotovoltaicos. Tese de Doutorado em Energia PIPGE, USP, 2004.

VAN DER ZWAAN, B.; RABL, A. The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy. Energy Policy, v. 32, n. 13, p. 1545-1554, 2004/9.

APÊNDICE A – CAPACIDADE EÓLICA MÁXIMA

O objetivo deste primeiro apêndice é analisar os custos da eólica em comparação com as térmicas, levando-se em consideração uma capacidade máxima para eólicas, ou seja, como se a hidrologia fosse para um cenário ruim, sendo então necessário uma maior capacidade eólica para atendimento da demanda.

A evolução da previsão de capacidade instalada eólica é dada na figura A.1, considerando o cenário de hidrologia ruim e fator de capacidade de 40%.

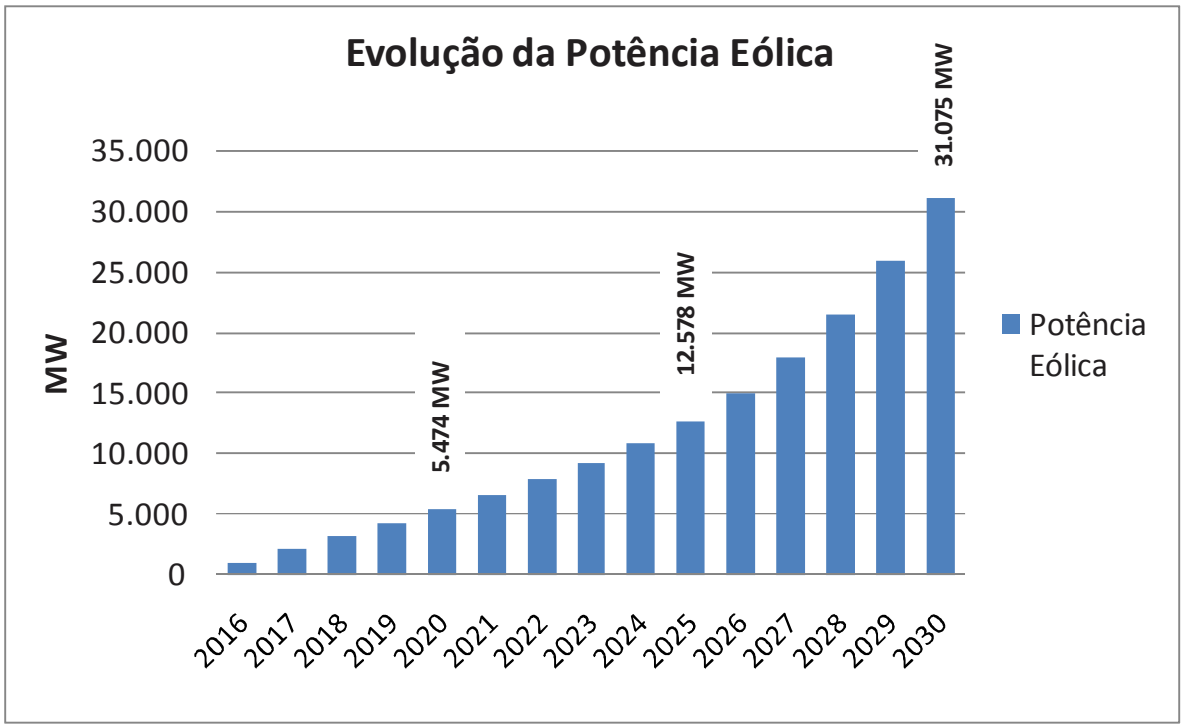


Figura A.1 – Evolução da Potência Eólica

Fonte: Elaboração Própria

A partir da figura, percebe-se que a projeção para este cenário de capacidade instalada eólica até 2030 passa a ser de 31.075 MW.

O custo de capital de energia eólica para o cenário de hidrologia ruim é dado na tabela A.1:

Tabela A.1: Custo de Capital Eólicas

US$	Total
Eólicas	76.258.049.839

Em VP, o custo é de aproximadamente 26,7 bilhões de dólares:

Tabela A.2: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	26.706.216.496

Em relação aos custos com Operação e Manutenção, tem-se a tabela A.3, considerando o custo de O&M de 5 US$/MWh.

Tabela A.3: Custo de O&M das Eólicas

US$	Total
Eólicas	3.064.099.446

Em VP com taxa de 8%:

Tabela A.4: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	997.083.948

Como a capacidade eólica considerada nesta parte do trabalho é maior, o ganho de aprendizado também é maior.

Considerando a redução do custo com PR de 87%, tem-se a figura A.2:

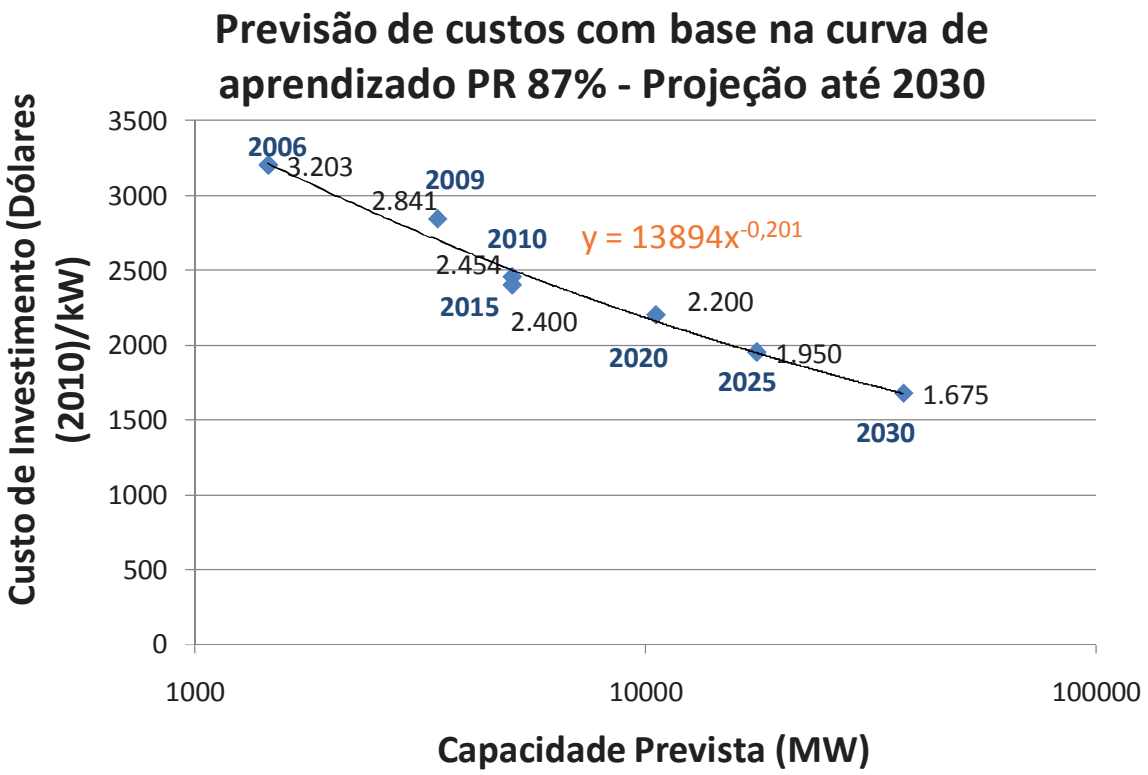


Figura A.2 – Previsão de custos com PR de 87% e capacidade eólica máxima

Fonte: Elaboração Própria

Com o acréscimo de capacidade, o custo do kW instalado reduziu para 1.675 US$ em 2030.

Considerando a taxa de 8% com o cenário de hidrologia ruim, calcula-se o gasto anualmente em 2030 com o custo de capital da energia eólica, considerando PR de 87%.

Tabela A.5: Custo de capital em 2030 com PR de 87%

US$	Total
Eólicas 87%	62.735.679.400

Fonte: Elaboração Própria

Em valor presente, o custo passa a ser de:

Tabela A.6: Valor Presente do custo de capital até 2030 com PR de 87%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	22.766.839.694

Fonte: Elaboração Própria

Assim, tem-se o valor presente dos gastos com investimentos eólicos com ganho de aprendizado (PR de 87%) na ordem de 22,7 bilhões de dólares, enquanto que o custo de investimento das térmicas é da ordem de 13,8 bilhões de dólares.

Para o cenário de hidrologia ruim, a curva de aprendizado para o cenário com PR de 77% é a seguinte:

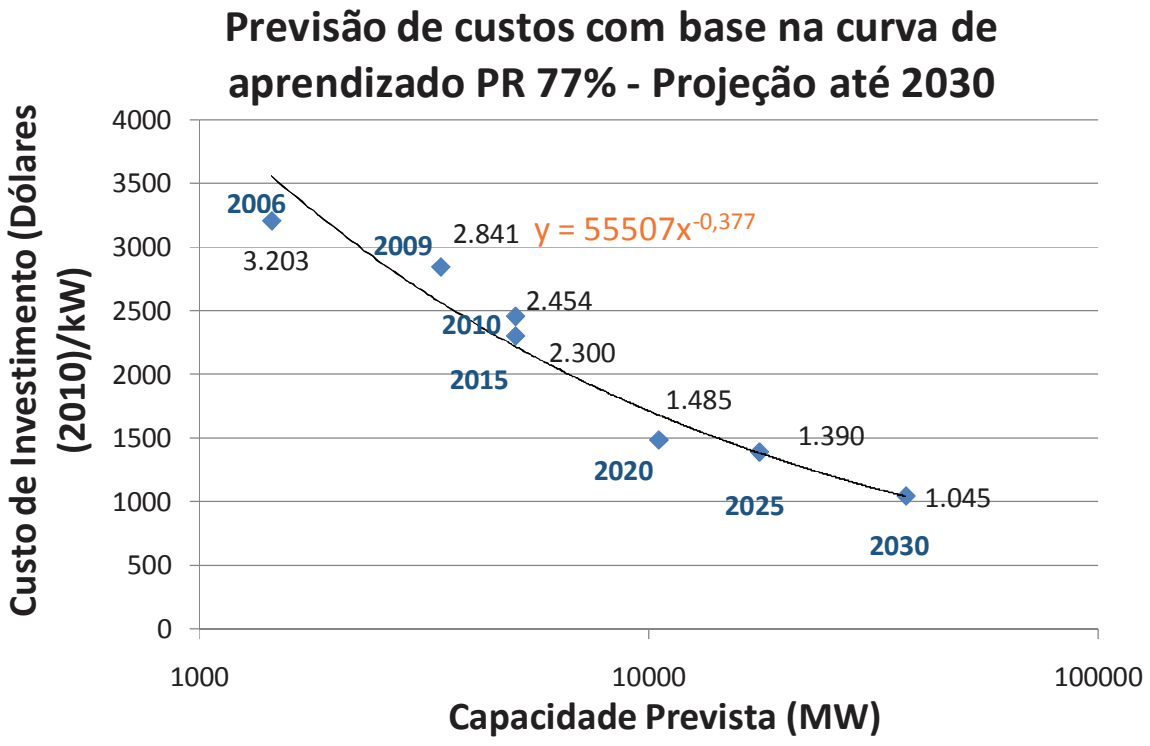


Figura A.3 – Previsão de custos com PR de 77%
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, o custo do kW instalado reduziu para 1.045 US$ em 2030.

Considerando PR de 77%, o custo de capital é menor:

Tabela A.7: Custo de capital até 2030 com PR de 77%

US$	Total
Eólicas 77%	45.944.060.552

Em valor Presente, tem-se:

Tabela A.8: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 77%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	17.366.002.309

Considerando o cenário de PR de 81%, a curva de aprendizado é a seguinte:

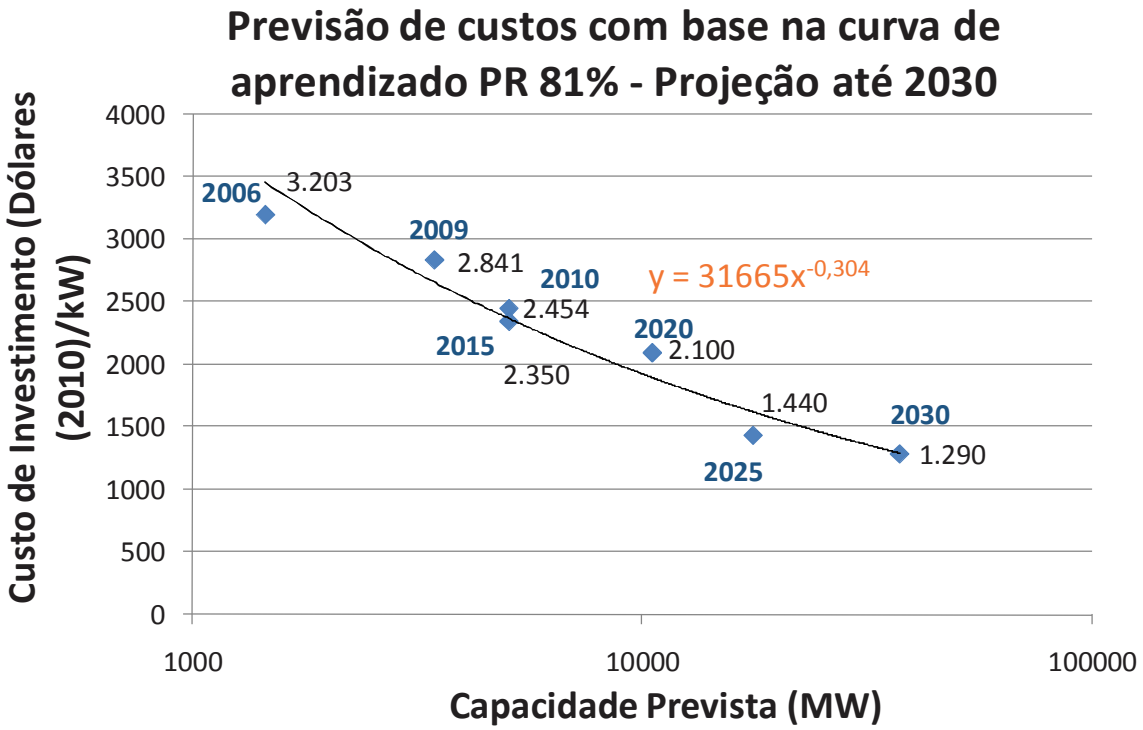


Figura A.4 – Previsão de custos com PR de 81%

E o valor do custo de capital é:

Tabela A.9: Custo de capital em 2030 com PR de 81%

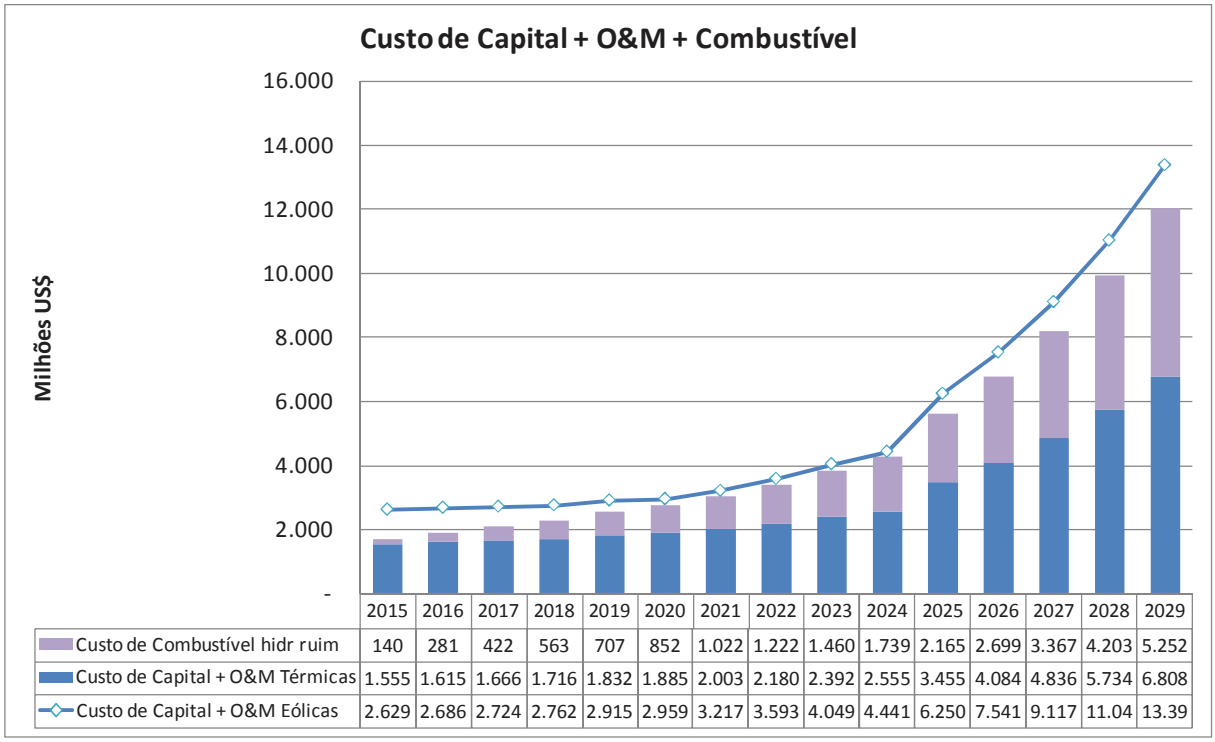
US$	Total
Eólicas 81%	52.209.794.499

Em valor presente:

Tabela A.10: Valor Presente do Custo de capital com PR de 81%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	19.719.033.156

A figura A.5 mostra quanto é gasto durante os anos de 2016 e 2030 em custo de capital, custo de O&M e custo com combustível tanto para térmicas quanto para eólicas.



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Custo de Combustível hidr ruim	140	281	422	563	707	852	1.022	1.222	1.460	1.739	2.165	2.699	3.367	4.203	5.252
Custo de Capital + O&M Térmicas	1.555	1.615	1.666	1.716	1.832	1.885	2.003	2.180	2.392	2.555	3.455	4.084	4.836	5.734	6.808
Custo de Capital + O&M Eólicas	2.629	2.686	2.724	2.762	2.915	2.959	3.217	3.593	4.049	4.441	6.250	7.541	9.117	11.04	13.39

Figura A.5 – Custo de Capital, custo de O&M e custo de combustível para térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Em Valor Presente tem-se o seguinte gasto:

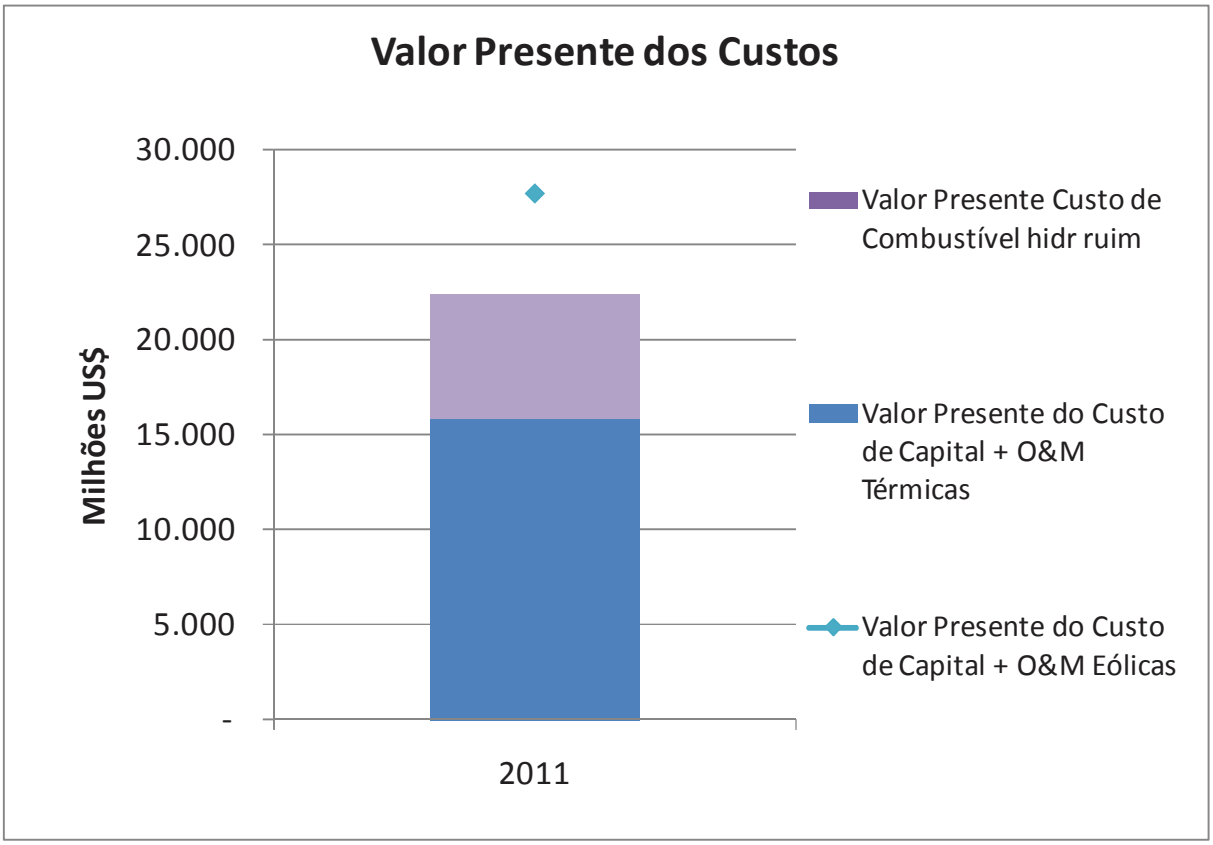


Figura A.6 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se com ganho de aprendizado, tem-se a seguinte figura:

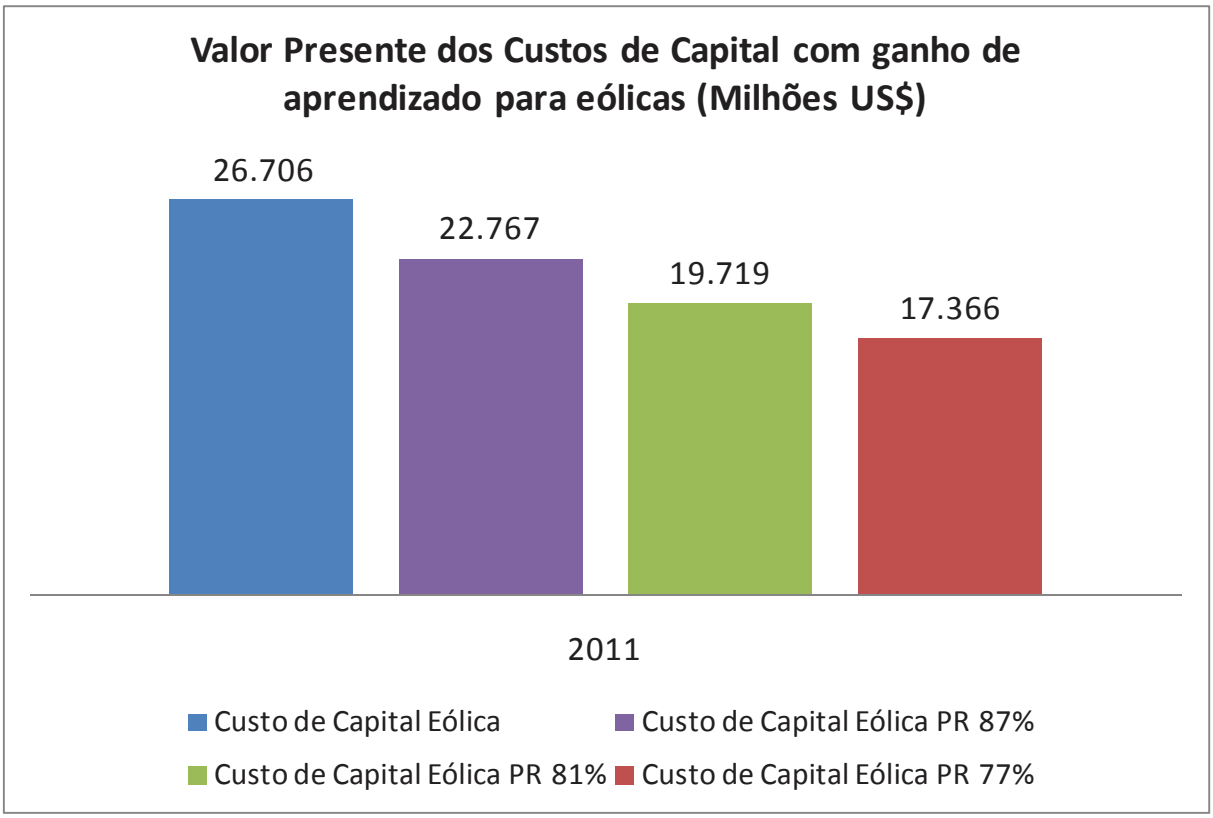


Figura A.7 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado

Fonte: Elaboração Própria.

Considerando o caso de ganho de aprendizado com PR de 77%, o custo de investimento da energia eólica passa a não ser mais competitivo do que o custo das térmicas.

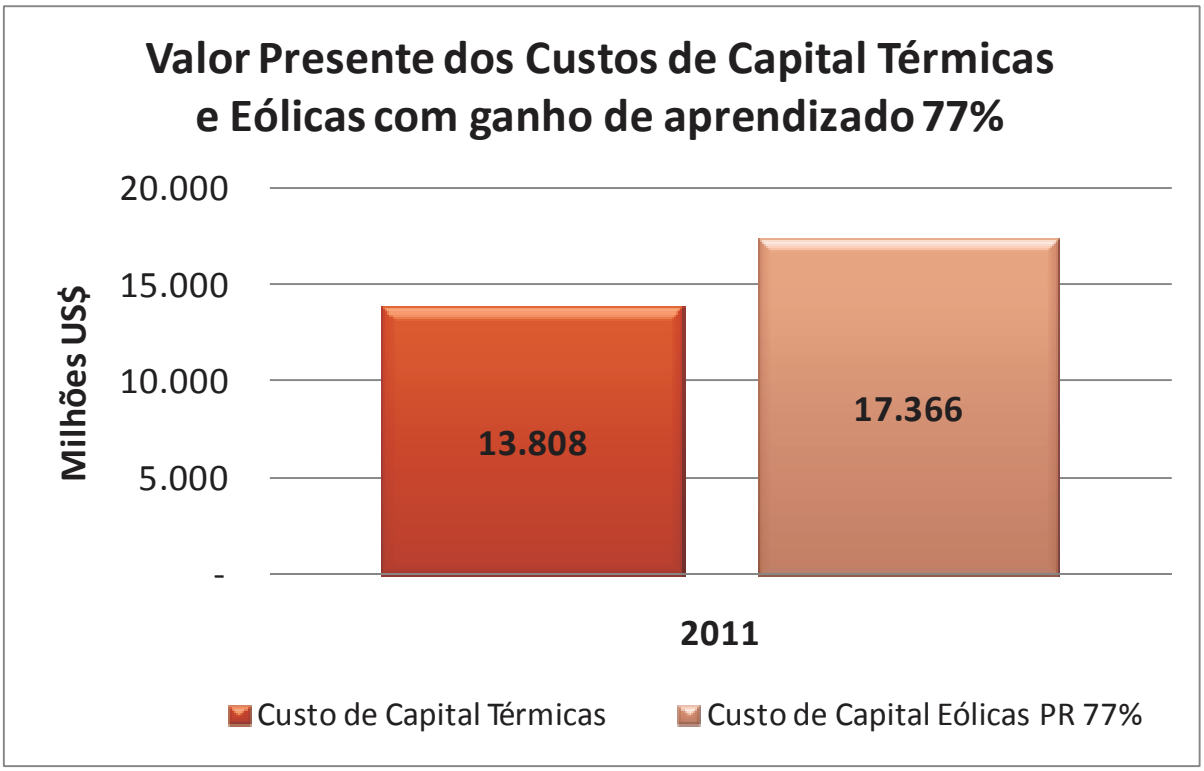


Figura A.8 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)

Fonte: Elaboração Própria

Como a geração térmica é maior no cenário de hidrologia ruim, tem-se um maior custo de emissões de CO2:

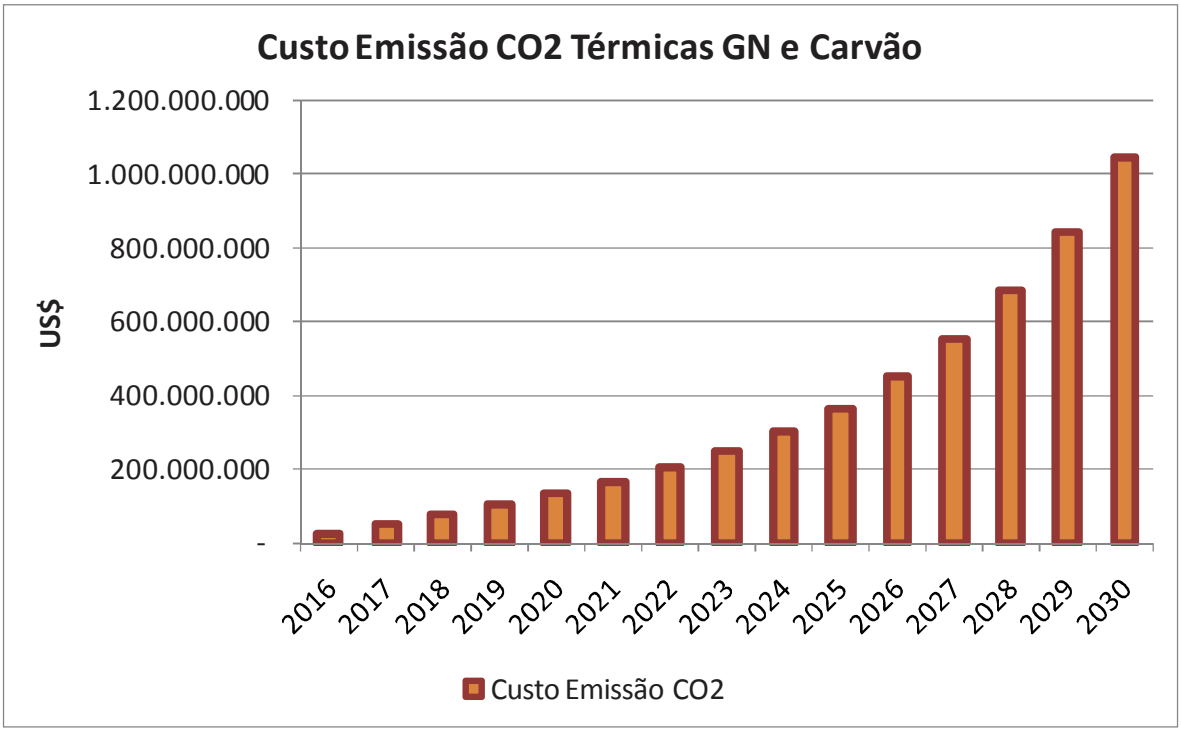


Figura A.9 – Custo da emissão de CO2 das térmicas

Fonte: Elaboração Própria

O custo das emissões de CO2 de 2016 até 2030 é o seguinte:

Tabela A.11: Custo das emissões de CO2

US$	Total
Gás Natural CC	2.485.984.402
Gás Natural CA	870.094.541
Carvão	1.915.139.887
	5.271.218.830

Em VP tem-se:

Tabela A.12: Valor Presente do custo das emissões de CO2

US$ 2011	Total
VP GN CC	782.500.220
VP GN CA	273.875.077
VP CARVÃO	608.883.562
	1.665.258.859

Fonte: Elaboração Própria

Estes 1,6 bilhões de US$ é o custo evitado da inserção de eólicas no sistema devido a emissão de CO2 das térmicas.

Considerando os 9 cenários compreendendo-se em variações de taxas de retorno, custo do gás natural e cenário de hidrologia ruim, tem-se os seguintes valores:

Cenário 1: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela A.13: Cenário 1

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	8.547	2.187	4.655	17.434	4.447	57.387
VP Eólica	34.083	1.300	-	-	2.293	-	-	37.675
VP Eólica 87%	28.796	1.300	-	-	2.293	-	-	32.389
VP Eólica 81%	24.696	1.300	-	-	2.293	-	-	28.289
VP Eólica 77%	21.732	1.300	-	-	2.293	-	-	25.324

Cenário 2: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela A.14: Cenário 2

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	6.517	1.665	2.721	10.162	2.592	39.496
VP Eólica	26.706	997	-	-	1.340	-	-	29.043
VP Eólica 87%	22.767	997	-	-	1.340	-	-	25.104
VP Eólica 81%	19.719	997	-	-	1.340	-	-	22.056
VP Eólica 77%	17.366	997	-	-	1.340	-	-	19.703

Cenário 3: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela A.15: Cenário 3

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	5.019	1.280	1.631	6.081	1.551	28.178
VP Eólica	21.172	773	-	-	804	-	-	22.748
VP Eólica 87%	18.209	773	-	-	804	-	-	19.786
VP Eólica 81%	15.925	773	-	-	804	-	-	17.501
VP Eólica 77%	14.041	773	-	-	804	-	-	15.617

Cenário 4: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela A.16: Cenário 4

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	6.240	2.187	4.655	12.474	4.447	50.120
VP Eólica	34.083	1.300	-	-	2.293	-	-	37.675
VP Eólica 87%	28.796	1.300	-	-	2.293	-	-	32.389
VP Eólica 81%	24.696	1.300	-	-	2.293	-	-	28.289
VP Eólica 77%	21.732	1.300	-	-	2.293	-	-	25.324

Cenário 5: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela A.17: Cenário 5

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	4.762	1.665	2.721	7.273	2.592	34.853
VP Eólica	26.706	997	-	-	1.340	-	-	29.043
VP Eólica 87%	22.767	997	-	-	1.340	-	-	25.104
VP Eólica 81%	19.719	997	-	-	1.340	-	-	22.056
VP Eólica 77%	17.366	997	-	-	1.340	-	-	19.703

Cenário 6: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela A.18: Cenário 6

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	3.671	1.280	1.631	4.353	1.551	25.102
VP Eólica	21.172	773	-	-	804	-	-	22.748
VP Eólica 87%	18.209	773	-	-	804	-	-	19.786
VP Eólica 81%	15.925	773	-	-	804	-	-	17.501
VP Eólica 77%	14.041	773	-	-	804	-	-	15.617

Cenário 7: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela A.19: Cenário 7

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	17.470	2.646	10.854	2.187	4.655	22.395	4.447	64.654
VP Eólica	34.083	1.300	-	-	2.293	-	-	37.675
VP Eólica 87%	28.796	1.300	-	-	2.293	-	-	32.389
VP Eólica 81%	24.696	1.300	-	-	2.293	-	-	28.289
VP Eólica 77%	21.732	1.300	-	-	2.293	-	-	25.324

Cenário 8: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela A.20: Cenário 8

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	13.808	2.031	8.272	1.665	2.721	13.050	2.592	44.140
VP Eólica	26.706	997	-	-	1.340	-	-	29.043
VP Eólica 87%	22.767	997	-	-	1.340	-	-	25.104
VP Eólica 81%	19.719	997	-	-	1.340	-	-	22.056
VP Eólica 77%	17.366	997	-	-	1.340	-	-	19.703

Cenário 9: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela A.21: Cenário 9

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	11.041	1.574	6.368	1.280	1.631	7.808	1.551	31.254
VP Eólica	21.172	773	-	-	804	-	-	22.748
VP Eólica 87%	18.209	773	-	-	804	-	-	19.786
VP Eólica 81%	15.925	773	-	-	804	-	-	17.501
VP Eólica 77%	14.041	773	-	-	804	-	-	15.617

Analisando-se os cenários acima, em relação aos custos de investimento, a tecnologia eólica possui valores mais altos quando comparados aos valores das tecnologias térmicas, mesmo considerando os cenários de ganho de aprendizado. Porém, considerando os demais custos: O&M, combustível e até emissão de CO2, o custo total da geração térmica é maior do que o custo total da geração eólica, da mesma forma que no cenário de hidrologia média.

As Figuras A.10 a A.12 mostram os valores presentes de todos os custos (investimento, O&M, combustível, emissões de CO2 e os custos para 20 anos à frente além do horizonte) das térmicas, eólicas e eólicas com ganho de aprendizado, de acordo com as taxas de retorno de 6%, 8% e 10%, para o cenário de hidrologia ruim e custo de gás natural de 7,5 US$/MM BTU.

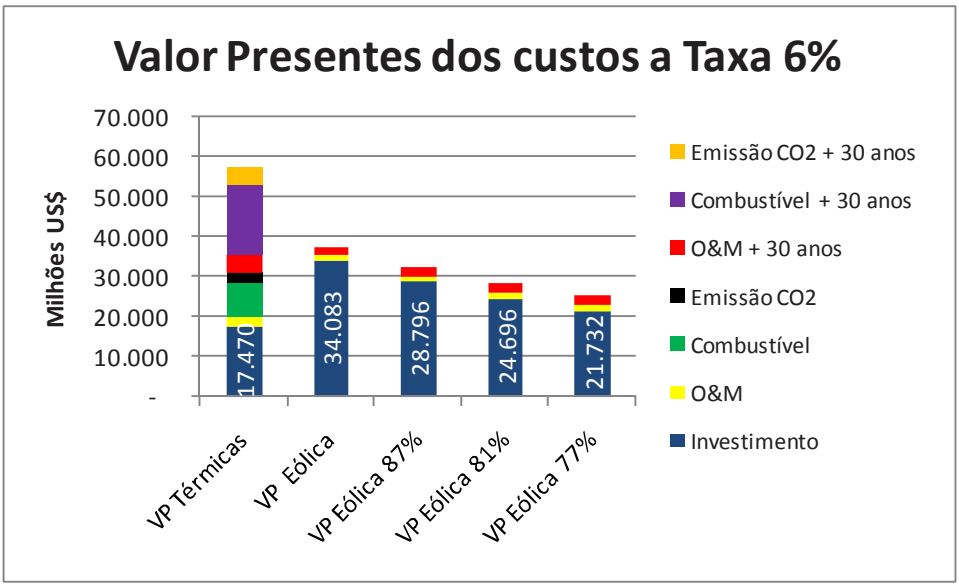


Figura A.10 – Valor Presente dos custos a taxa de 6%

Fonte: Elaboração Própria

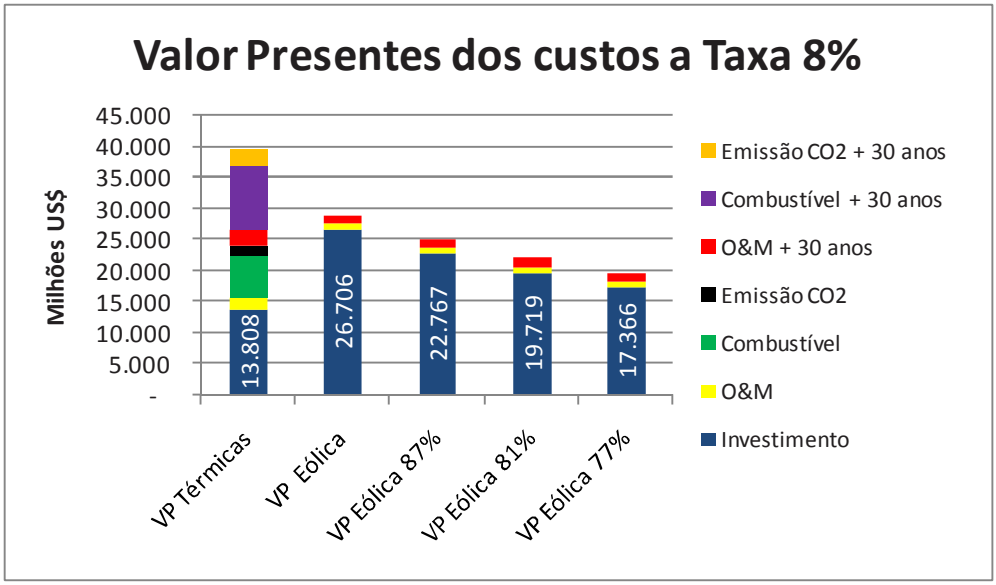


Figura A.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 8%

Fonte: Elaboração Própria

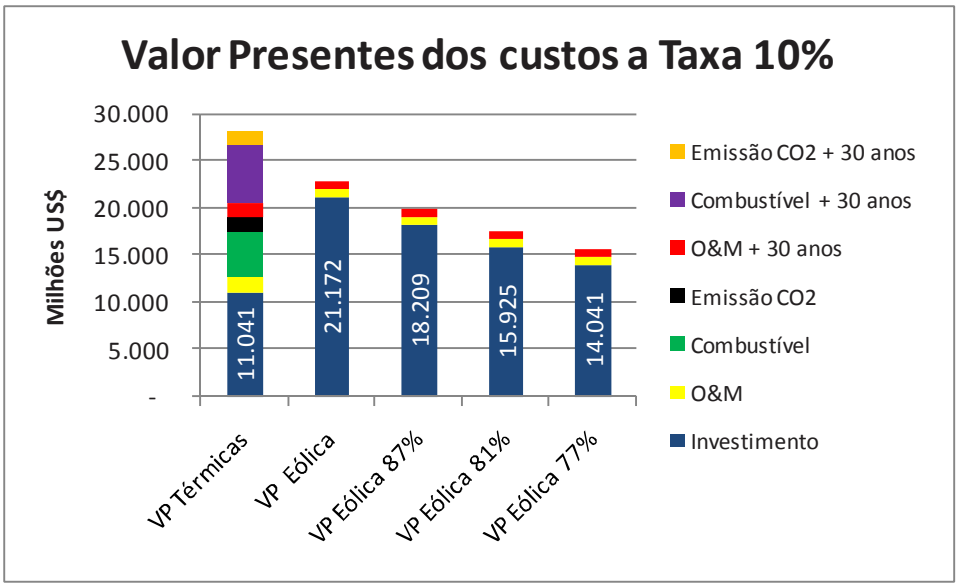


Figura A.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%

Fonte: Elaboração Própria

Em alguns cenários o custo total da eólica pode ficar mais próximo ao da térmica, conforme figura A.13 com taxa de retorno de 10% e custo de 5 US$/MM BTU para o gás natural. Neste caso a diferença é de 10%.

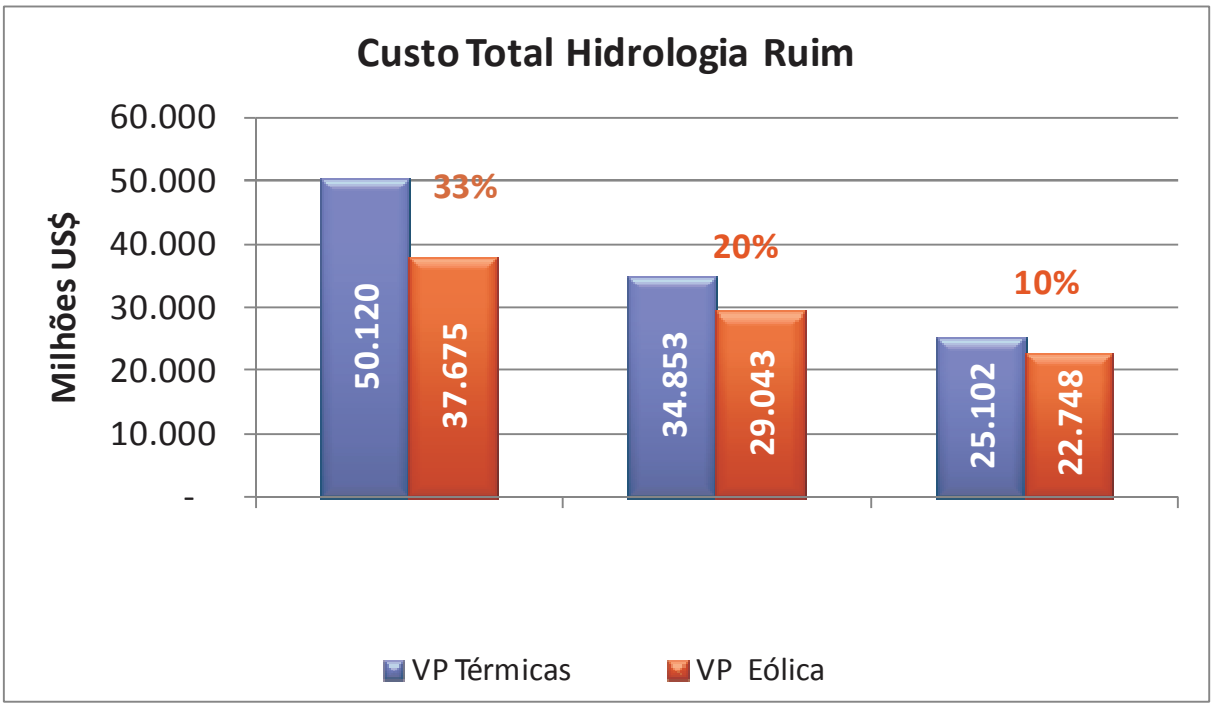


Figura A.13 – Custo total no cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

A figura A.14 representa o valor presente do custo total no cenário de hidrologia ruim com ganho de aprendizado das eólicas.

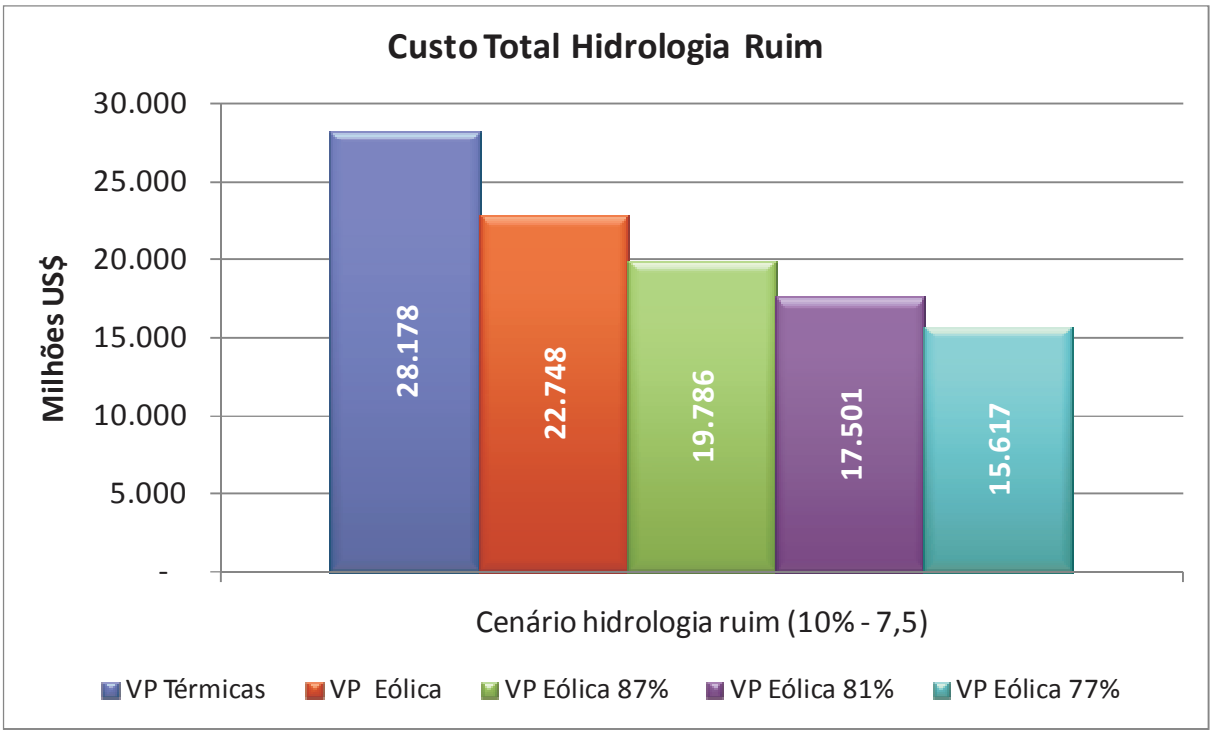


Figura A.14 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

No cenário de hidrologia ruim, o custo de combustível até 2030 somados ao custo de combustível de mais 30 anos varia de 32% a 51% do custo total das térmicas.

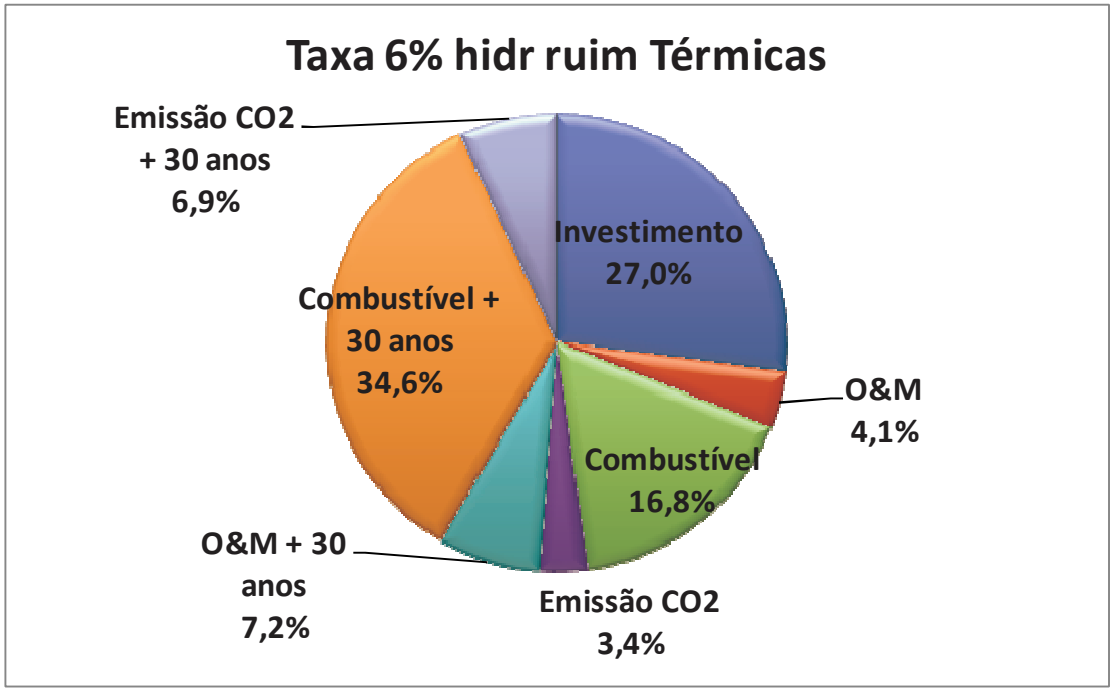


Figura A.15 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%.

Fonte: Elaboração Própria

No cenário de hidrologia ruim, com a variação das taxas de desconto e custo do gás natural de 10 US$/ MM BTU e também considerando o custo por mais 30 anos, o custo do combustível é sempre maior do que o custo de investimento.

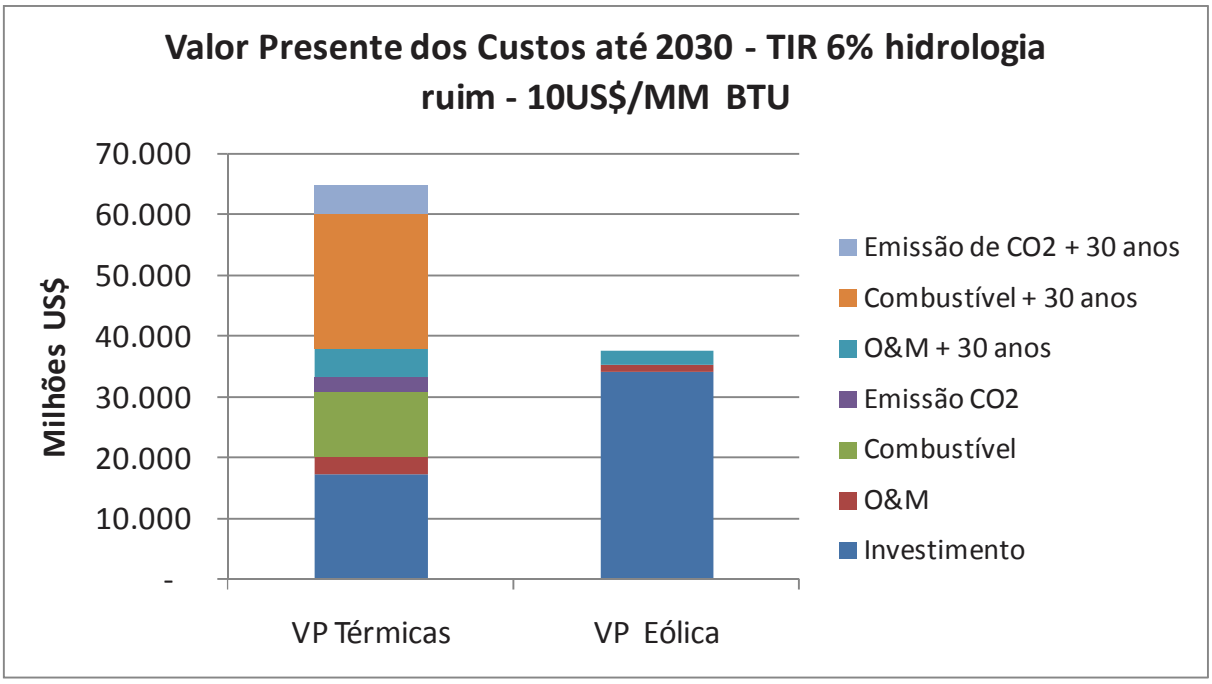


Figura A.16 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Em média, o custo com O&M varia de 10 a 15% do custo total das térmicas, considerando os custos com O&M até 2030 e os custos para mais 30 anos. O custo das emissões de CO2 e emissões por mais 30 anos, varia de 9% a 13% do custo total das térmicas.

APÊNDICE B – CAPACIDADE DO PLANO DA EPE ENTRANDO EM 2015

Neste apêndice, o objetivo também é comparar os custos das eólicas com as térmicas, sendo que a capacidade eólica se torna maior, já que é considerado o montante do plano da EPE de 30 anos térmico entrando como se fosse eólico em 2015, enquanto que no trabalho foi considerado em 2020. Assim, calculam-se os custos caso o Governo inserisse eólicas ao invés de térmicas desde 2015.

O montante térmico é de 22.900 MW conforme tabela e figura B.1, ao invés de 15.500 MW conforme utilizado anteriormente:

Tabela B.1: Montante térmico do Plano de 30 anos da EPE a partir de 2015

MW	2015	2020	2025	2030	Total
Gás Natural	4300	1000	1500	5500	***12300***
Nuclear	1300	1000	1000	2000	***5300***
Carvão	1100	500	1000	2000	***4600***
Outras Centrais Térmicas	700	0	0	0	***700***
	7400	**2500**	**3500**	**9500**	***22900***

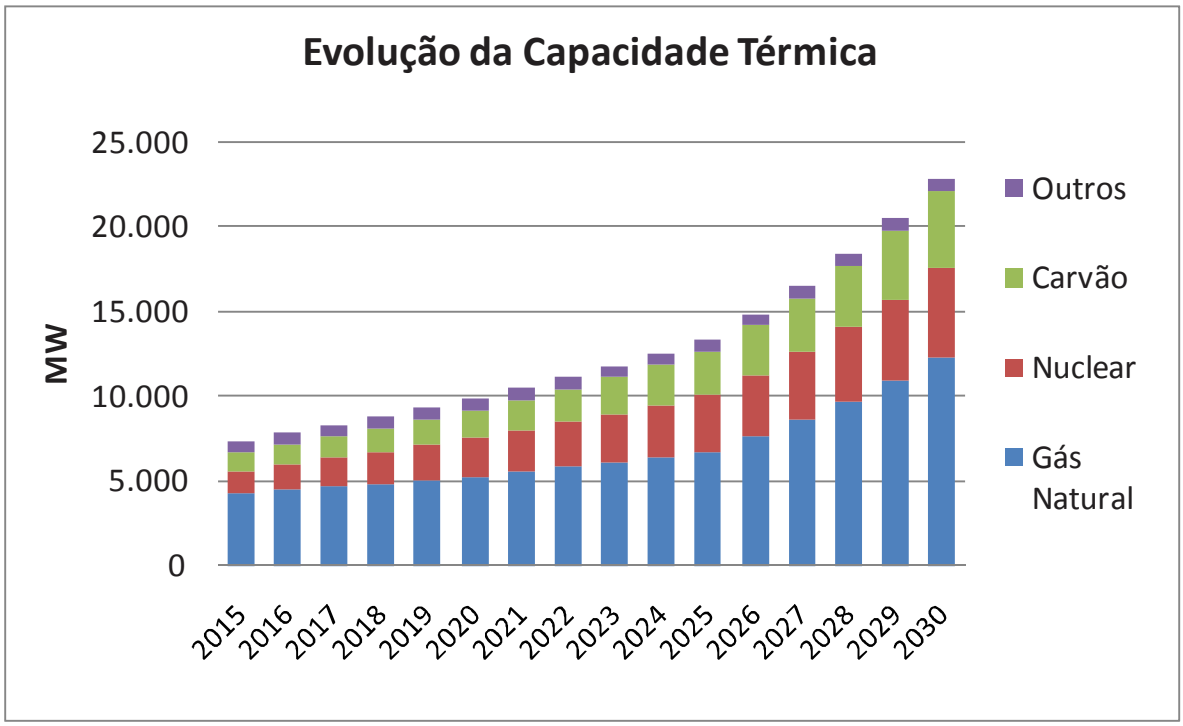


Figura B.1 – Evolução da Capacidade Térmica

Este montante térmico quando transformado em eólico, considerando o fator de capacidade de 40%, torna-se 32.952,50 MW.

O custo de capital das térmicas nestas condições é dado pela tabela B.2:

Tabela B.2: Custo de capital das Térmicas

US$	Total
Gás Natural CC	9.840.000.210
Gás Natural CA	1.476.000.029
Nuclear	30.740.000.909
Carvão	9.890.000.913
Outros	700.000.001
	52.646.002.062

Fonte: Elaboração Própria.

Calculando o valor presente desta quantia com taxa de desconto de 8% ao ano:

Tabela B.3: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	4.648.438.056
VP GN CA	697.265.707
VP NUCLEAR	14.345.931.398
VP CARVÃO	4.352.766.492
VP Outros	514.520.898
	24.558.922.550

Fonte: Elaboração Própria

O custo de O&M é dado a seguir:

Tabela B.4: Custo de O&M das térmicas

US$	Total
Gás Natural CC	4.195.692.353
Gás Natural CA	1.048.923.088
Nuclear	5.404.767.564
Carvão	1.177.324.262
Outros	490.560.000
	12.317.267.266

Em VP com taxa de 8% ao ano:

Tabela B.5: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	1.650.325.402
VP GN CA	412.581.351
VP NUCLEAR	2.062.350.147
VP CARVÃO	441.752.490
VP Outros	215.432.558
	4.782.441.947

Para o cenário de hidrologia boa, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU, tem-se a tabela B.6 para o custo de combustível:

Tabela B.6: Custo de Combustível hidrologia boa

US$	Total
Gás Natural CC	3.904.396.875
Gás Natural CA	1.355.693.360
Nuclear	4.381.464.905
Carvão	2.065.687.729
Outros	502.151.933
	12.209.394.802

Em VP:

Tabela B.7: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa

US$ 2011	Total
VP GN CC	1.535.747.810
VP GN CA	533.245.767
VP NUCLEAR	1.671.878.519
VP CARVÃO	775.081.877
VP Outros	220.523.229
	4.736.477.203

Considerando o cenário de hidrologia médio, tem-se o seguinte custo de combustível, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela B.8: Custo de Combustível hidrologia média

US$	Total
Gás Natural CC	19.521.984.377
Gás Natural CA	6.778.466.798
Nuclear	4.381.464.905
Carvão	2.323.898.696
Outros	2.510.759.664
	35.516.574.439

Em VP:

Tabela B.9: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média

US$ 2011	Total
VP GN CC	7.678.739.051
VP GN CA	2.666.228.837
VP NUCLEAR	1.671.878.519
VP CARVÃO	871.967.112
VP Outros	1.102.616.146
	13.991.429.665

O cálculo do combustível, considerando um cenário ruim de hidrologia, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela B.10: Custo de Combustível hidrologia ruim

US$	Total
Gás Natural CC	35.139.571.878
Gás Natural CA	12.201.240.236
Nuclear	4.381.464.905
Carvão	2.582.109.662
Outros	4.519.367.395
	58.823.754.076

Em VP:

Tabela B.11: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim

US$ 2011	Total
VP GN CC	13.821.730.292
VP GN CA	4.799.211.907
VP NUCLEAR	1.671.878.519
VP CARVÃO	968.852.346
VP Outros	1.984.709.063
	23.246.382.127

Em Valor Presente tem-se os seguintes custos de capital, O&M e combustível para os três cenários de hidrologia:

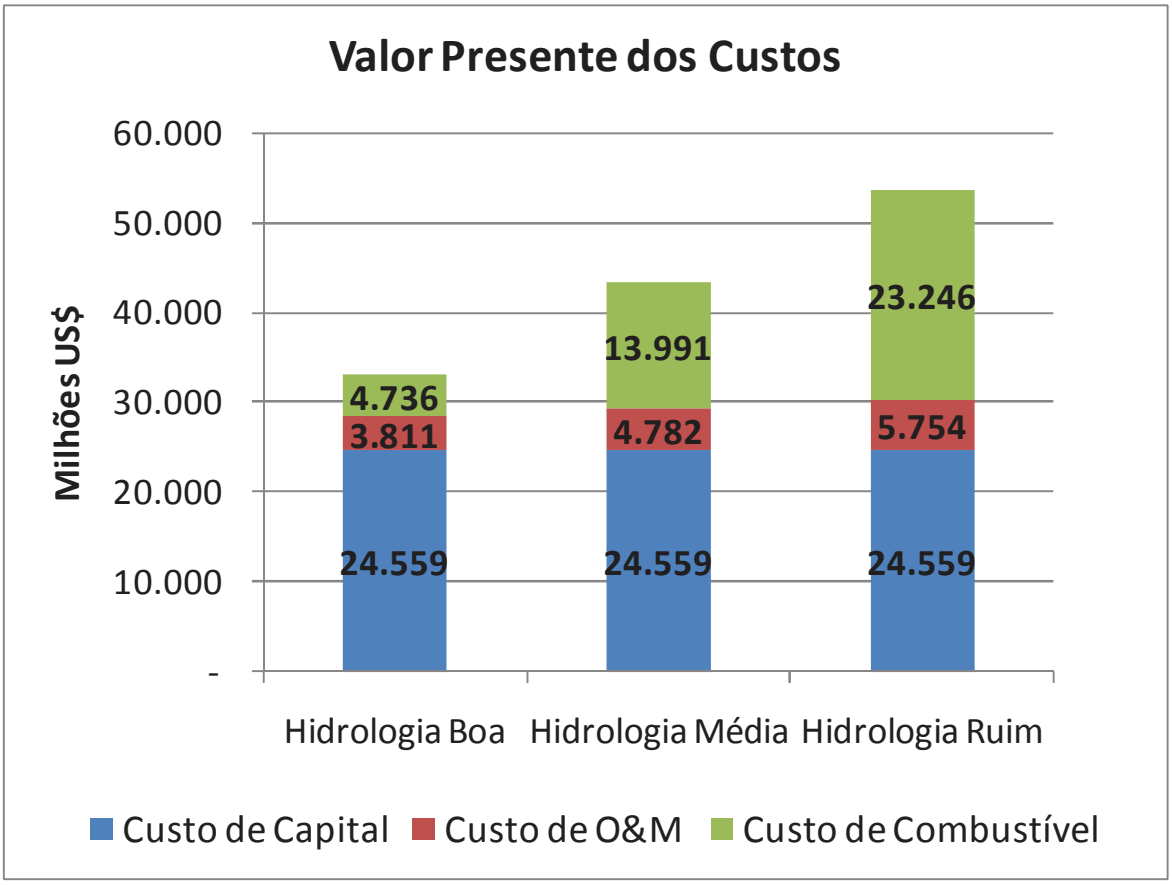


Figura B.2 – Valor Presente dos custos das térmicas

Fonte: Elaboração Própria.

A evolução da previsão de capacidade instalada eólica é dada na figura B.3 considerando o cenário de hidrologia média:

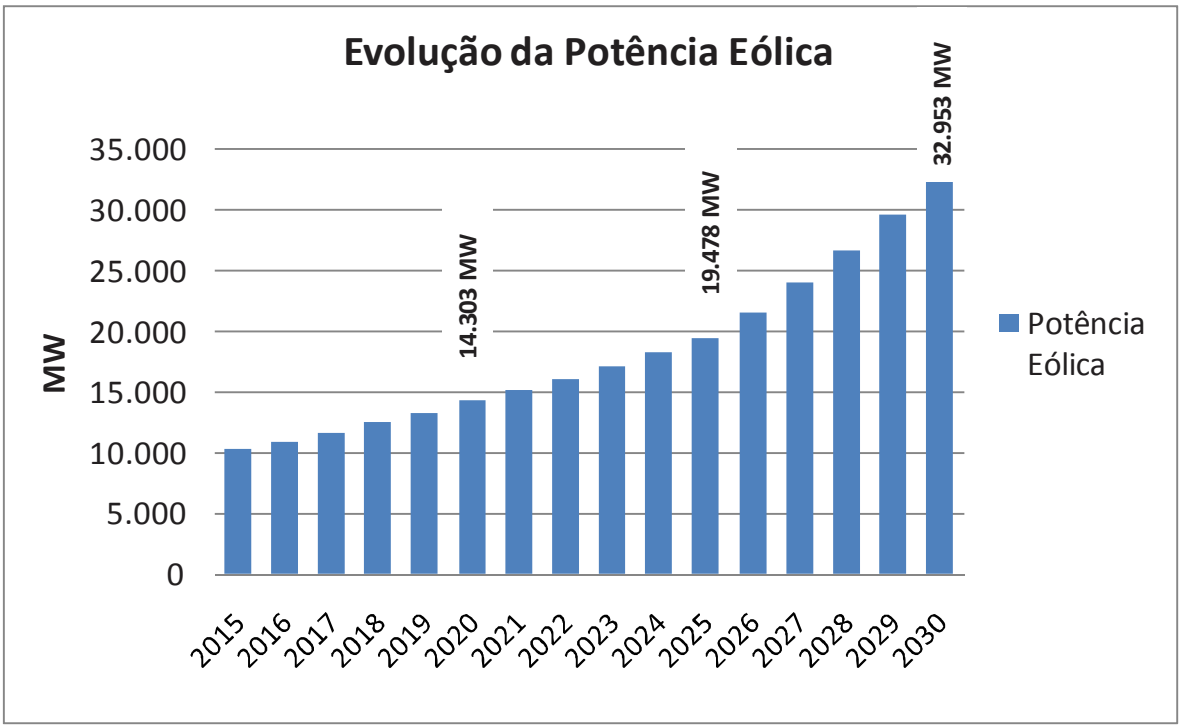


Figura B.3 – Evolução da Potência Eólica

Fonte: Elaboração Própria

O custo de capital de energia eólica para o cenário de hidrologia média é dado na tabela B.12:

Tabela B.12: Custo de Capital Eólicas

US$	Total
Eólicas	80.865.435.000

Em VP:

Tabela B.13: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	38.132.711.309

Em relação aos custos com Operação e Manutenção, tem-se a tabela B.14, considerando o custo de O&M de 5 US$/MWh.

Tabela B.14: Custo de O&M das Eólicas

US$	Total
Eólicas	5.157.026.641

Em VP com taxa de 8%:

Tabela B.15: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	2.003.112.090

Considerando aprendizado com PR de 87%, com uma maior capacidade eólica entrando no horizonte, tem-se novas figuras de custos com base na curva de aprendizado.

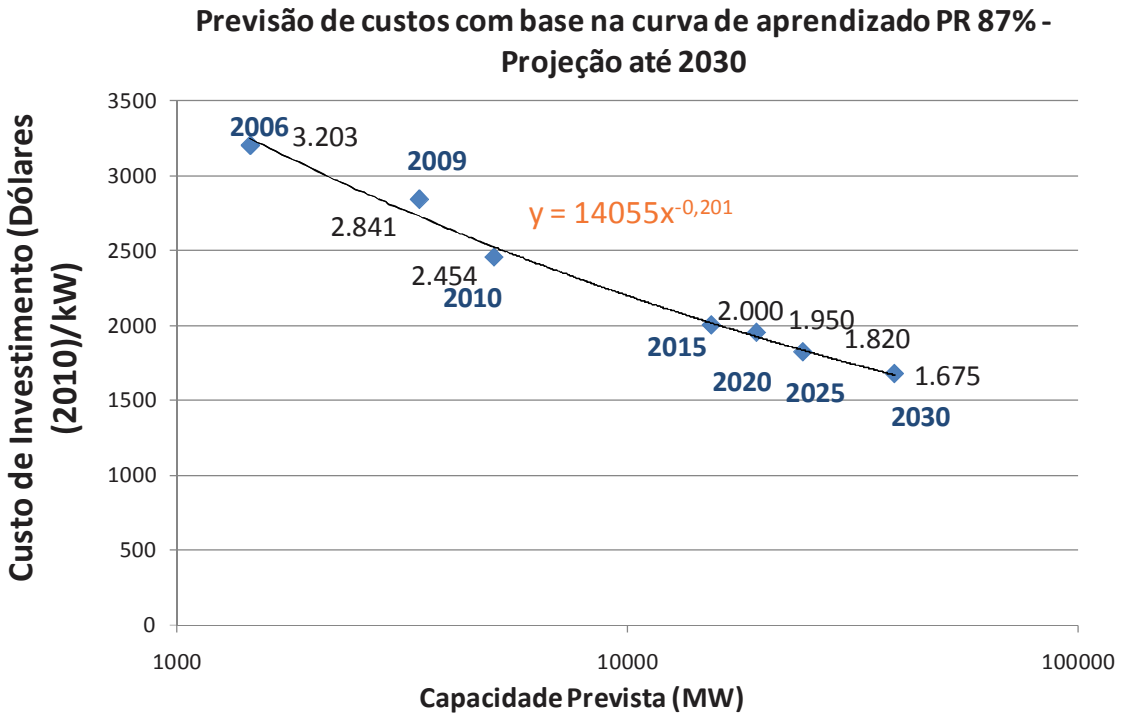


Figura B.4 – Previsão de custos com PR de 87%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando a taxa de 8% com o cenário de hidrologia média, calcula-se o gasto anualmente até 2030 com o custo de capital da energia eólica, considerando PR de 87%.

Tabela B.16: Custo de capital em 2030 com PR de 87%

US$	Total
Eólicas 87%	62.538.571.996

Fonte: Elaboração Própria

Em valor presente, o custo passa a ser de:

Tabela B.17: Valor Presente do custo de capital até 2030 com PR de 87%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	30.139.931.163

Fonte: Elaboração Própria

Assim, tem-se o valor presente dos gastos com investimentos eólicos com ganho de aprendizado (PR de 87%) na ordem de 30 bilhões de dólares, 22,7% maior do que os gastos com capital em geração térmica.

Para o cenário de hidrologia média, a curva de aprendizado para o cenário com PR de 77% é a seguinte:

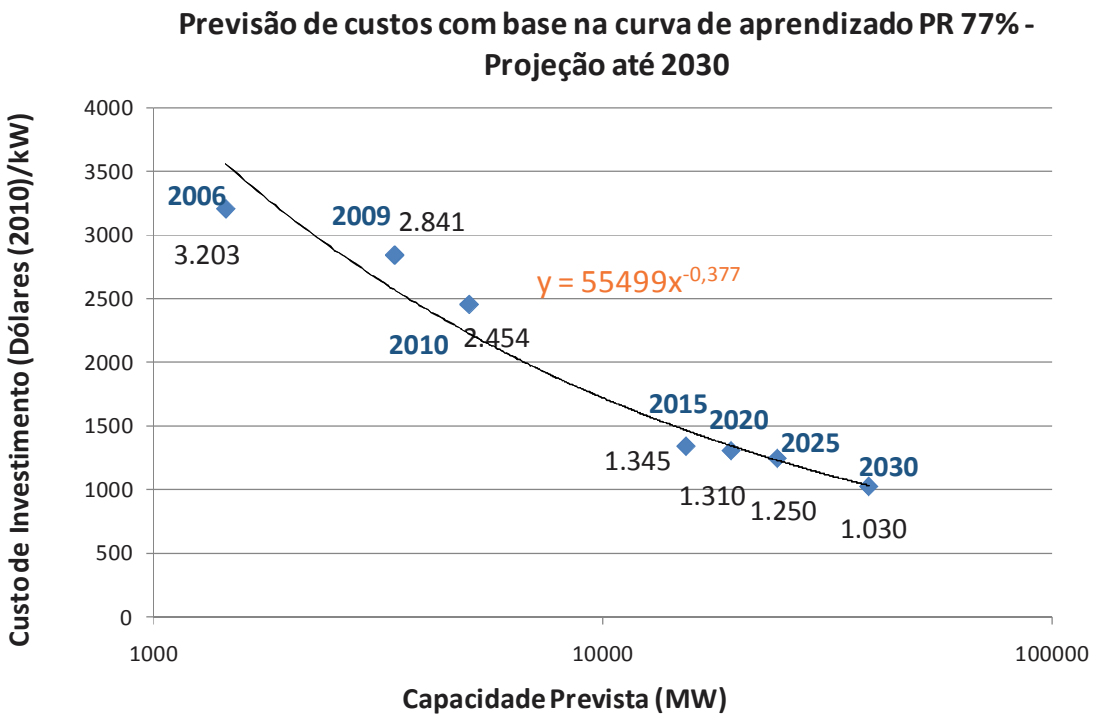


Figura B.5 – Previsão de custos com PR de 77%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando PR de 77%, o custo de capital é menor:

Tabela B.18: Custo de capital até 2030 com PR de 77%

US$	Total
Eólicas 77%	42.025.757.592

Em valor Presente, tem-se:

Tabela B.19: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 77%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	20.276.337.838

Considerando o cenário de PR de 81%, a curva de aprendizado é a seguinte:

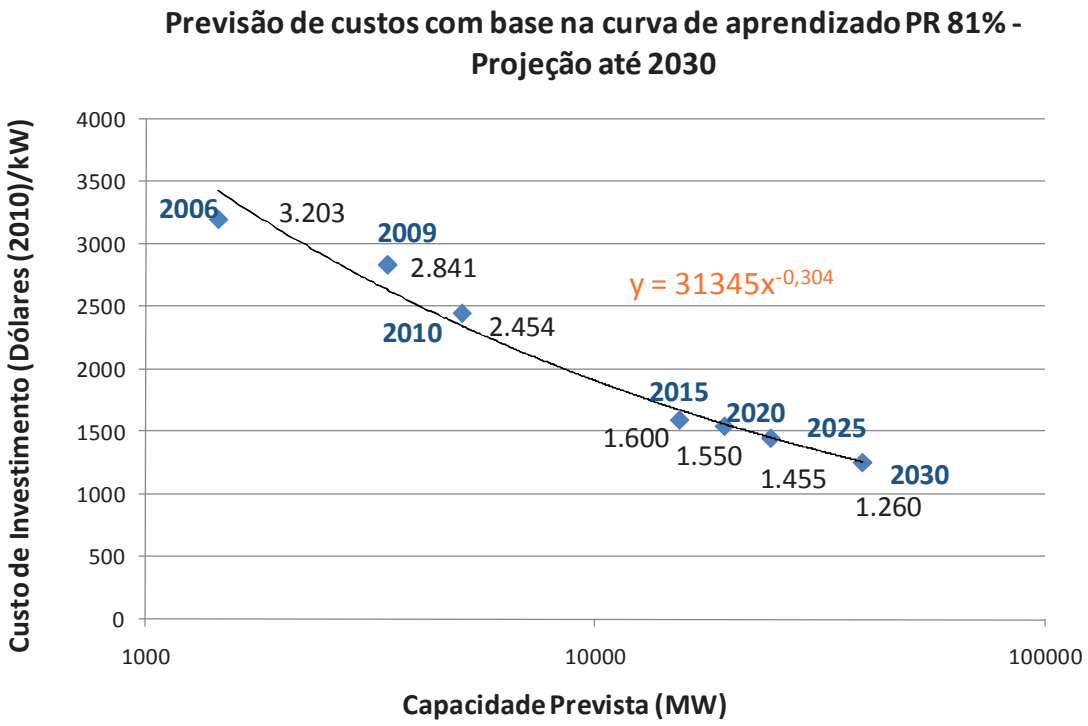


Figura B.6 – Previsão de custos com PR de 81%

E o valor do custo de capital é:

Tabela B.20: Custo de capital até 2030 com PR de 81%

US$	Total
Eólicas 81%	49.704.692.444

Em valor presente:

Tabela B.21: Valor Presente do Custo de capital até 2030 com PR de 81%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	24.026.059.431

Em Valor Presente tem-se s seguintes custos de capital, O&M e combustível:

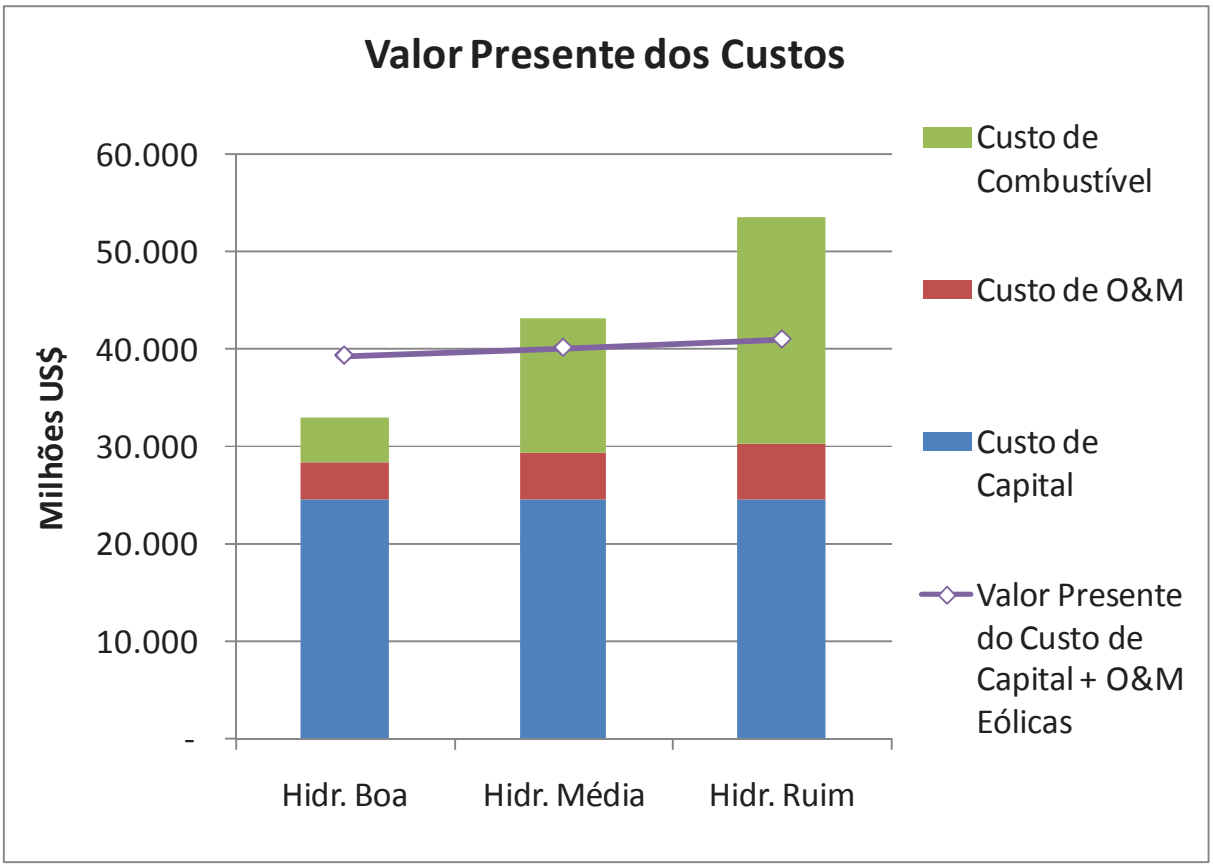


Figura B.7 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se com ganho de aprendizado, tem-se a figura B.8:

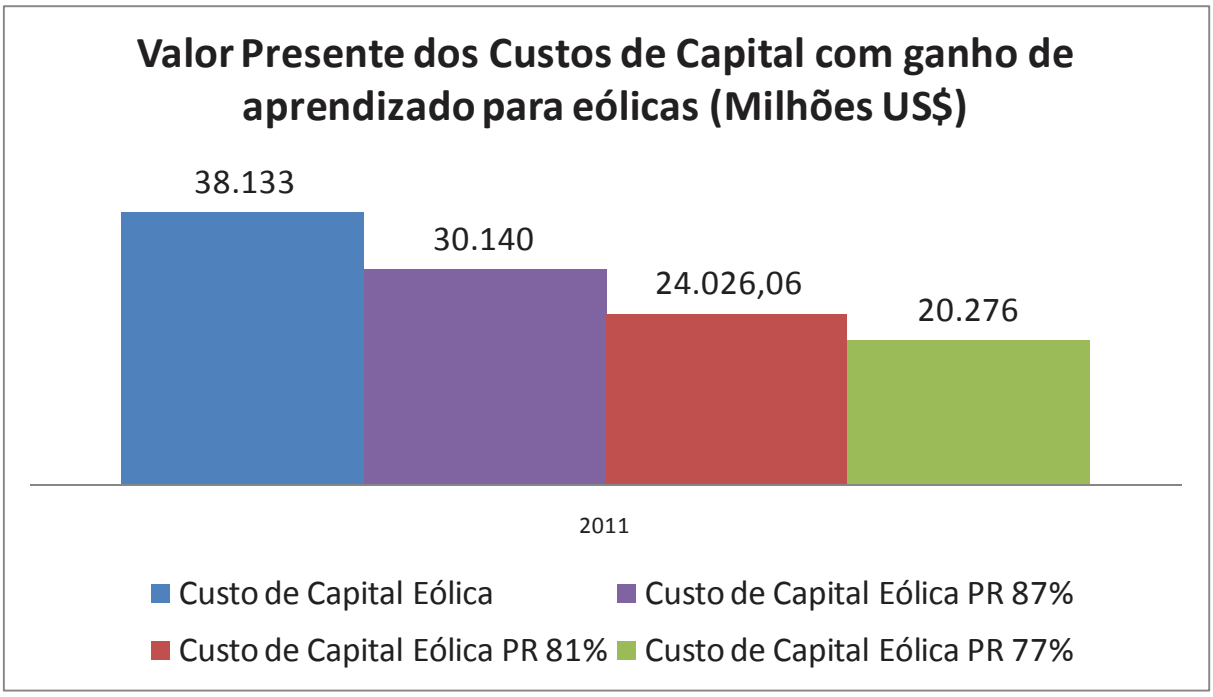


Figura B.8 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado

Fonte: Elaboração Própria.

Considerando o caso de ganho de aprendizado com PR de 77%, o custo de investimento da energia eólica é mais competitivo do que o custo das térmicas.

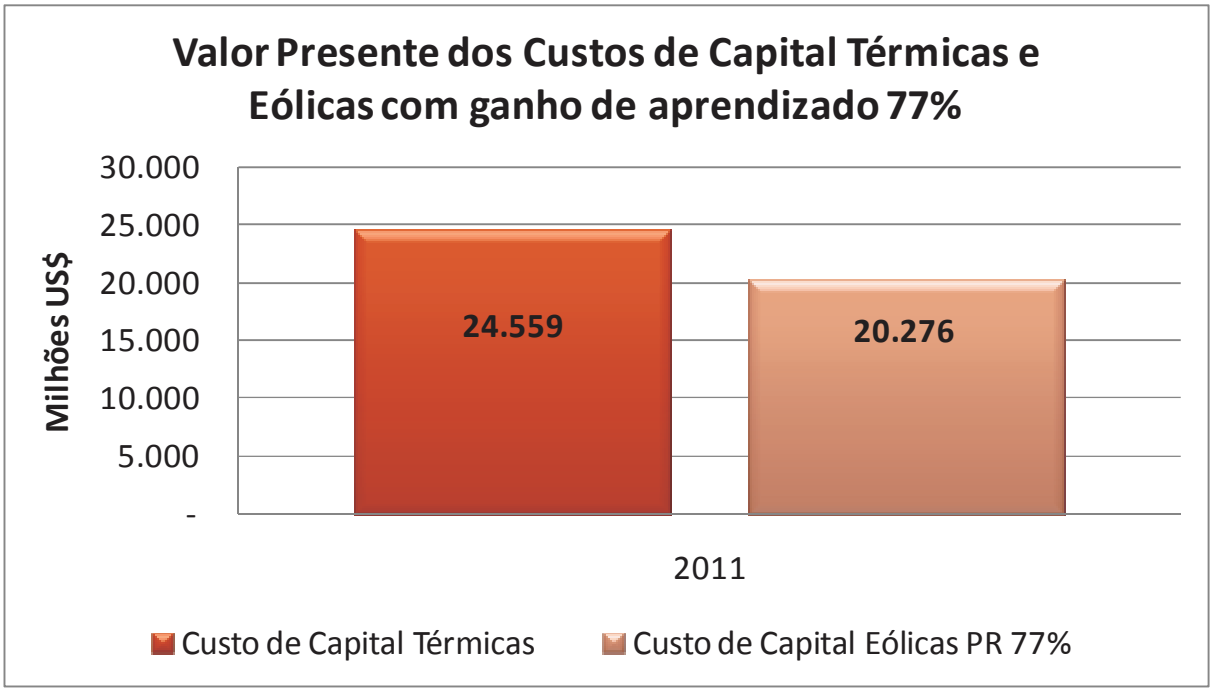


Figura B.9 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)

Fonte: Elaboração Própria

A evolução do custo da emissão de CO2, considerando as emissões a gás natural e a carvão, as usinas entrando de acordo com a evolução da capacidade identificada pela figura B.1, é dada pela figura B.10:

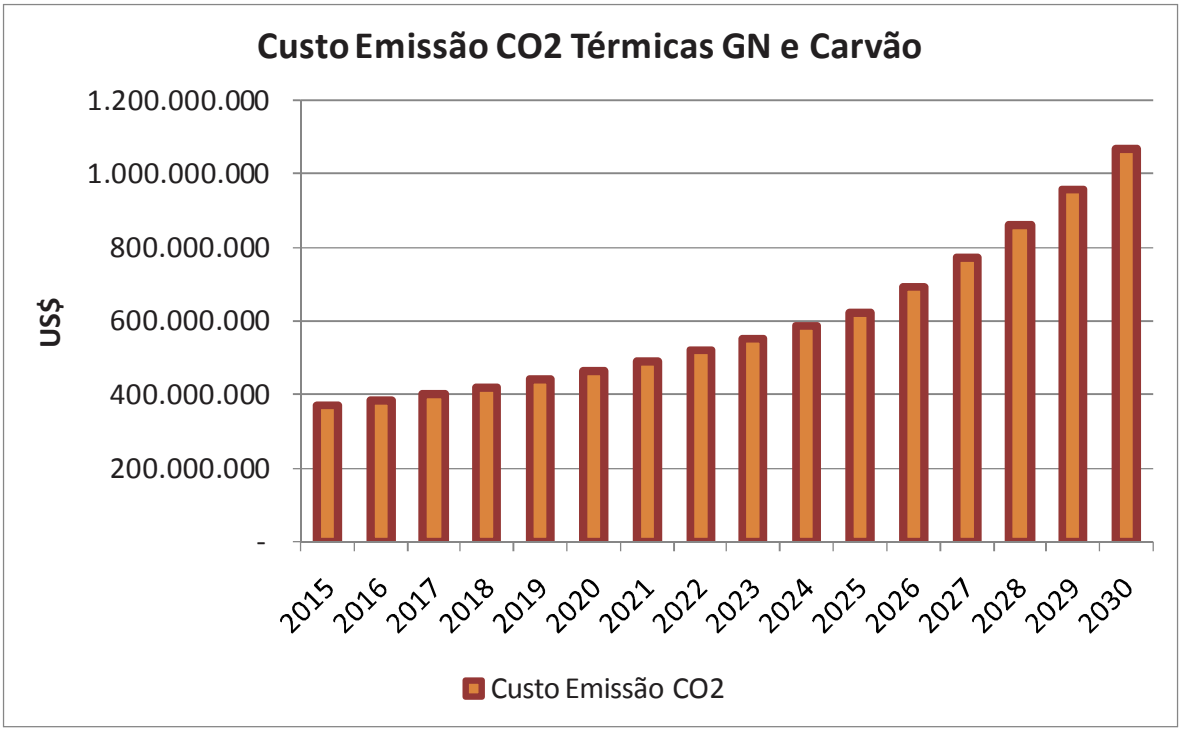


Figura B.10 – Custo da emissão de CO2 das térmicas

Fonte: Elaboração Própria

O custo das emissões de CO2 de 2015 até 2030 é o seguinte:

Tabela B.22: Custo das emissões de CO2

US$	Total
Gás Natural CC	3.909.039.589
Gás Natural CA	1.368.163.856
Nuclear	-
Carvão	4.316.585.628
Outros	-
	9.593.789.073

Em VP tem-se:

Tabela B.23: Valor Presente do custo das emissões de CO2

US$ 2011	Total
VP GN CC	1.537.573.965,93
VP GN CA	538.150.888,08
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	1.683.350.567,06
VP Outros	-
	3.759.075.421,07

Fonte: Elaboração Própria

Os 27 cenários compreendendo-se em variações de taxas de retorno, custo do gás natural e cenário de hidrologia, geram os seguintes valores de custos:

Cenário 1: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.24: Cenário 1

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	5.948	17.333	4.663	5.350	15.136	4.149	81.633
VP Eólica	44.962	2.491	-	-	2.249	-	-	49.702
VP Eólica 87%	35.369	2.491	-	-	2.249	-	-	40.108
VP Eólica 81%	28.177	2.491	-	-	2.249	-	-	32.916
VP Eólica 77%	23.790	2.491	-	-	2.249	-	-	28.530

Cenário 2: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.25: Cenário 2

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	4.782	13.991	3.759	3.174	8.986	2.462	61.713
VP Energia Eólica	38.133	2.003	-	-	1.334	-	-	41.470
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.003	-	-	1.334	-	-	33.477
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.003	-	-	1.334	-	-	27.363
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.003	-	-	1.334	-	-	23.613

Cenário 3: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.26: Cenário 3

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.890	11.424	3.065	1.927	5.459	1.495	48.290
VP Energia Eólica	32.769	1.629	-	-	810	-	-	35.208
VP Energia Eólica 87%	26.011	1.629	-	-	810	-	-	28.450
VP Energia Eólica 81%	20.746	1.629	-	-	810	-	-	23.185
VP Energia Eólica 77%	17.500	1.629	-	-	810	-	-	19.940

Cenário 4: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.27: Cenário 4

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	5.948	12.617	4.663	5.350	11.110	4.149	72.890
VP Energia Eólica	44.962	2.491	-	-	2.249	-	-	49.702
VP Energia Eólica 87%	35.369	2.491	-	-	2.249	-	-	40.108
VP Energia Eólica 81%	28.177	2.491	-	-	2.249	-	-	32.916
VP Energia Eólica 77%	23.790	2.491	-	-	2.249	-	-	28.530

Cenário 5: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.28: Cenário 5

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	4.782	10.176	3.759	3.174	6.594	2.462	55.506
VP Energia Eólica	38.133	2.003	-	-	1.334	-	-	41.470
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.003	-	-	1.334	-	-	33.477
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.003	-	-	1.334	-	-	27.363
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.003	-	-	1.334	-	-	23.613

Cenário 6: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.29: Cenário 6

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.890	8.302	3.065	1.927	4.005	1.495	43.714
VP Energia Eólica	32.769	1.629	-	-	810	-	-	35.208
VP Energia Eólica 87%	26.011	1.629	-	-	810	-	-	28.450
VP Energia Eólica 81%	20.746	1.629	-	-	810	-	-	23.185
VP Energia Eólica 77%	17.500	1.629	-	-	810	-	-	19.940

Cenário 7: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.30: Cenário 7

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	5.948	22.050	4.663	5.350	19.163	4.149	90.377
VP Energia Eólica	44.962	2.491	-	-	2.249	-	-	49.702
VP Energia Eólica 87%	35.369	2.491	-	-	2.249	-	-	40.108
VP Energia Eólica 81%	28.177	2.491	-	-	2.249	-	-	32.916
VP Energia Eólica 77%	23.790	2.491	-	-	2.249	-	-	28.530

Cenário 8: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.31: Cenário 8

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	4.782	17.807	3.759	3.174	11.377	2.462	67.921
VP Energia Eólica	38.133	2.003	-	-	1.334	-	-	41.470
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.003	-	-	1.334	-	-	33.477
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.003	-	-	1.334	-	-	27.363
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.003	-	-	1.334	-	-	23.613

Cenário 9: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.32: Cenário 9

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.890	14.547	3.065	1.927	6.913	1.495	52.867
VP Energia Eólica	32.769	1.629	-	-	810	-	-	35.208
VP Energia Eólica 87%	26.011	1.629	-	-	810	-	-	28.450
VP Energia Eólica 81%	20.746	1.629	-	-	810	-	-	23.185
VP Energia Eólica 77%	17.500	1.629	-	-	810	-	-	19.940

Cenário 10: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.33: Cenário 10

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	4.748	5.891	2.373	4.367	5.346	2.088	53.868
VP Energia Eólica	44.962	1.492	-	-	1.347	-	-	47.802
VP Energia Eólica 87%	35.369	1.492	-	-	1.347	-	-	38.209
VP Energia Eólica 81%	28.177	1.492	-	-	1.347	-	-	31.017
VP Energia Eólica 77%	23.790	1.492	-	-	1.347	-	-	26.630

Cenário 11: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.34: Cenário 11

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	3.811	4.736	1.911	2.590	3.171	1.240	42.018
VP Energia Eólica	38.133	1.200	-	-	799	-	-	40.132
VP Energia Eólica 87%	30.140	1.200	-	-	799	-	-	32.140
VP Energia Eólica 81%	24.026	1.200	-	-	799	-	-	26.026
VP Energia Eólica 77%	20.276	1.200	-	-	799	-	-	22.276

Cenário 12: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.35: Cenário 12

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.093	3.852	1.557	1.572	1.925	753	33.782
VP Energia Eólica	32.769	976	-	-	485	-	-	34.231
VP Energia Eólica 87%	26.011	976	-	-	485	-	-	27.473
VP Energia Eólica 81%	20.746	976	-	-	485	-	-	22.207
VP Energia Eólica 77%	17.500	976	-	-	485	-	-	18.962

Cenário 13: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.36: Cenário 13

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	4.748	4.948	2.373	4.367	4.541	2.088	52.120
VP Energia Eólica	44.962	1.492	-	-	1.347	-	-	47.802
VP Energia Eólica 87%	35.369	1.492	-	-	1.347	-	-	38.209
VP Energia Eólica 81%	28.177	1.492	-	-	1.347	-	-	31.017
VP Energia Eólica 77%	23.790	1.492	-	-	1.347	-	-	26.630

Cenário 14: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.37: Cenário 14

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	3.811	3.973	1.911	2.590	2.693	1.240	40.777
VP Energia Eólica	38.133	1.200	-	-	799	-	-	40.132
VP Energia Eólica 87%	30.140	1.200	-	-	799	-	-	32.140
VP Energia Eólica 81%	24.026	1.200	-	-	799	-	-	26.026
VP Energia Eólica 77%	20.276	1.200	-	-	799	-	-	22.276

Cenário 15: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.38: Cenário 15

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.093	3.227	1.557	1.572	1.634	753	32.866
VP Energia Eólica	32.769	976	-	-	485	-	-	34.231
VP Energia Eólica 87%	26.011	976	-	-	485	-	-	27.473
VP Energia Eólica 81%	20.746	976	-	-	485	-	-	22.207
VP Energia Eólica 77%	17.500	976	-	-	485	-	-	18.962

Cenário 16: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.39: Cenário 16

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	4.748	6.835	2.373	4.367	6.151	2.088	55.617
VP Energia Eólica	44.962	1.492	-	-	1.347	-	-	47.802
VP Energia Eólica 87%	35.369	1.492	-	-	1.347	-	-	38.209
VP Energia Eólica 81%	28.177	1.492	-	-	1.347	-	-	31.017
VP Energia Eólica 77%	23.790	1.492	-	-	1.347	-	-	26.630

Cenário 17: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.40: Cenário 17

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	3.811	5.500	1.911	2.590	3.649	1.240	43.260
VP Energia Eólica	38.133	1.200	-	-	799	-	-	40.132
VP Energia Eólica 87%	30.140	1.200	-	-	799	-	-	32.140
VP Energia Eólica 81%	24.026	1.200	-	-	799	-	-	26.026
VP Energia Eólica 77%	20.276	1.200	-	-	799	-	-	22.276

Cenário 18: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.41: Cenário 18

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	3.093	4.476	1.557	1.572	2.216	753	34.697
VP Energia Eólica	32.769	976	-	-	485	-	-	34.231
VP Energia Eólica 87%	26.011	976	-	-	485	-	-	27.473
VP Energia Eólica 81%	20.746	976	-	-	485	-	-	22.207
VP Energia Eólica 77%	17.500	976	-	-	485	-	-	18.962

Cenário 19: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.42: Cenário 19

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	7.147	28.775	6.953	6.332	24.926	6.211	109.398
VP Energia Eólica	44.962	3.550	-	-	3.205	-	-	51.718
VP Energia Eólica 87%	35.369	3.550	-	-	3.205	-	-	42.124
VP Energia Eólica 81%	28.177	3.550	-	-	3.205	-	-	34.933
VP Energia Eólica 77%	23.790	3.550	-	-	3.205	-	-	30.546

Cenário 20: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.43: Cenário 20

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	5.754	23.246	5.607	3.758	14.800	3.684	81.409
VP Energia Eólica	38.133	2.855	-	-	1.901	-	-	42.889
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.855	-	-	1.901	-	-	34.897
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.855	-	-	1.901	-	-	28.783
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.855	-	-	1.901	-	-	25.033

Cenário 21: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela B.44: Cenário 21

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	4.686	18.997	4.573	2.283	8.993	2.237	62.799
VP Energia Eólica	32.769	2.323	-	-	1.154	-	-	36.246
VP Energia Eólica 87%	26.011	2.323	-	-	1.154	-	-	29.488
VP Energia Eólica 81%	20.746	2.323	-	-	1.154	-	-	24.223
VP Energia Eólica 77%	17.500	2.323	-	-	1.154	-	-	20.977

Cenário 22: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.45: Cenário 22

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	7.147	20.285	6.953	6.332	17.679	6.211	93.660
VP Energia Eólica	44.962	3.550	-	-	3.205	-	-	51.718
VP Energia Eólica 87%	35.369	3.550	-	-	3.205	-	-	42.124
VP Energia Eólica 81%	28.177	3.550	-	-	3.205	-	-	34.933
VP Energia Eólica 77%	23.790	3.550	-	-	3.205	-	-	30.546

Cenário 23: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.46: Cenário 23

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	5.754	16.378	5.607	3.758	10.495	3.684	70.235
VP Energia Eólica	38.133	2.855	-	-	1.901	-	-	42.889
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.855	-	-	1.901	-	-	34.897
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.855	-	-	1.901	-	-	28.783
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.855	-	-	1.901	-	-	25.033

Cenário 24: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela B.47: Cenário 24

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	4.686	13.376	4.573	2.283	6.377	2.237	54.561
VP Energia Eólica	32.769	2.323	-	-	1.154	-	-	36.246
VP Energia Eólica 87%	26.011	2.323	-	-	1.154	-	-	29.488
VP Energia Eólica 81%	20.746	2.323	-	-	1.154	-	-	24.223
VP Energia Eólica 77%	17.500	2.323	-	-	1.154	-	-	20.977

Cenário 25: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.48: Cenário 25

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	29.054	7.147	37.266	6.953	6.332	32.174	6.211	125.136
VP Energia Eólica	44.962	3.550	-	-	3.205	-	-	51.718
VP Energia Eólica 87%	35.369	3.550	-	-	3.205	-	-	42.124
VP Energia Eólica 81%	28.177	3.550	-	-	3.205	-	-	34.933
VP Energia Eólica 77%	23.790	3.550	-	-	3.205	-	-	30.546

Cenário 26: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.49: Cenário 26

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	24.559	5.754	30.115	5.607	3.758	19.105	3.684	92.582
VP Energia Eólica	38.133	2.855	-	-	1.901	-	-	42.889
VP Energia Eólica 87%	30.140	2.855	-	-	1.901	-	-	34.897
VP Energia Eólica 81%	24.026	2.855	-	-	1.901	-	-	28.783
VP Energia Eólica 77%	20.276	2.855	-	-	1.901	-	-	25.033

Cenário 27: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela B.50: Cenário 27

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	21.029	4.686	24.618	4.573	2.283	11.610	2.237	71.036
VP Energia Eólica	32.769	2.323	-	-	1.154	-	-	36.246
VP Energia Eólica 87%	26.011	2.323	-	-	1.154	-	-	29.488
VP Energia Eólica 81%	20.746	2.323	-	-	1.154	-	-	24.223
VP Energia Eólica 77%	17.500	2.323	-	-	1.154	-	-	20.977

Assim como no cenário de hidrologia média com início em 2016, iniciando-se em 2015 os valores de custo de investimento são maiores para a tecnologia eólica do que para a tecnologia térmica, além disso, este conjunto de cenários apresentou com a tecnologia eólica com ganho de aprendizado de PR 77% e PR 81%, custo de investimento menor do que das térmicas.

De forma geral, a tecnologia térmica é menos competitiva que a eólica por apresentar custos de combustível, emissões e estes mesmos custos para 30 anos à frente.

As figuras B.11 a B.13 mostram os valores presentes de todos os custos (investimento, O&M, combustível, emissões de CO2 e os custos para 30 anos à frente além do horizonte) das térmicas, eólicas e eólicas com ganho de aprendizado, de acordo com as taxas de retorno de 6%, 8% e 10%.

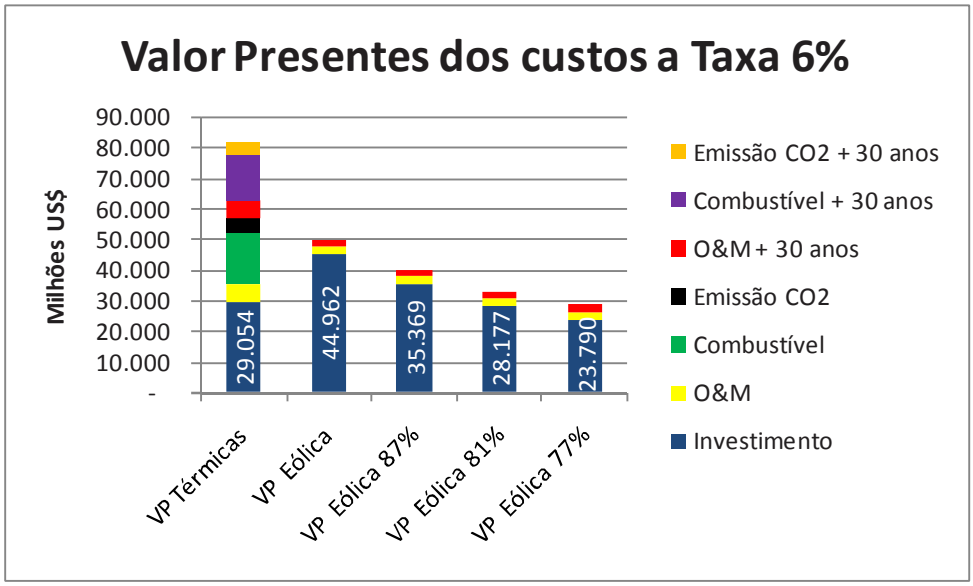


Figura B.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 6%

Fonte: Elaboração Própria

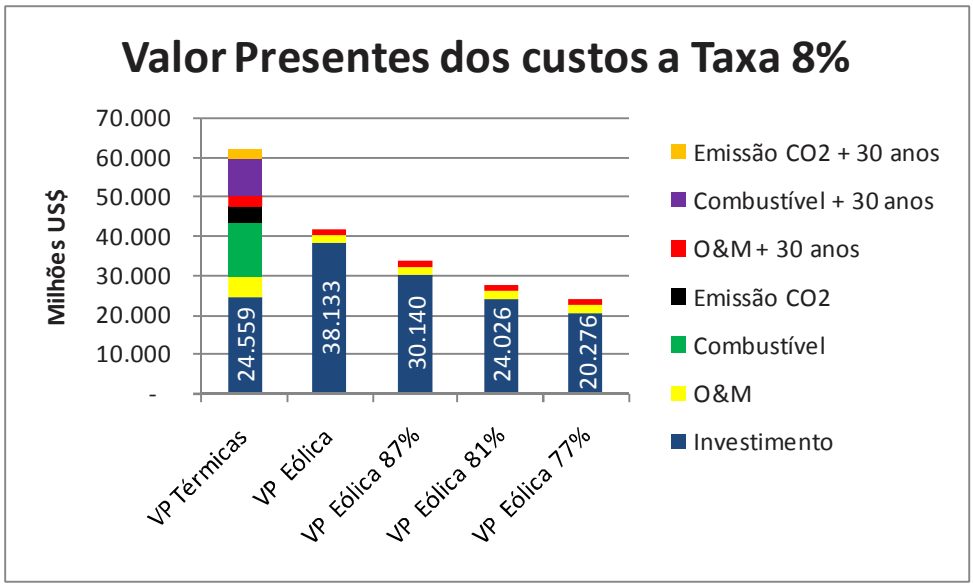


Figura B.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 8%

Fonte: Elaboração Própria

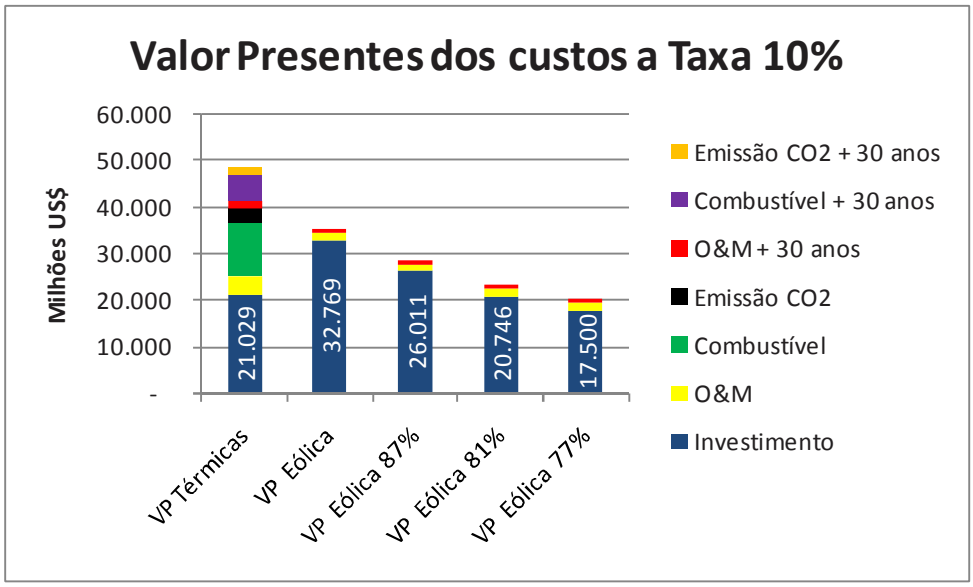


Figura B.13 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%

Fonte: Elaboração Própria

Em alguns cenários o custo total da eólica pode ficar mais próximo ao da térmica ou até mesmo mais baixo, conforme figura B.14 com taxa de desconto de 10% e custo de 5 US$/MM BTU para o gás natural. Neste caso o custo total da eólica é maior do que das térmicas.

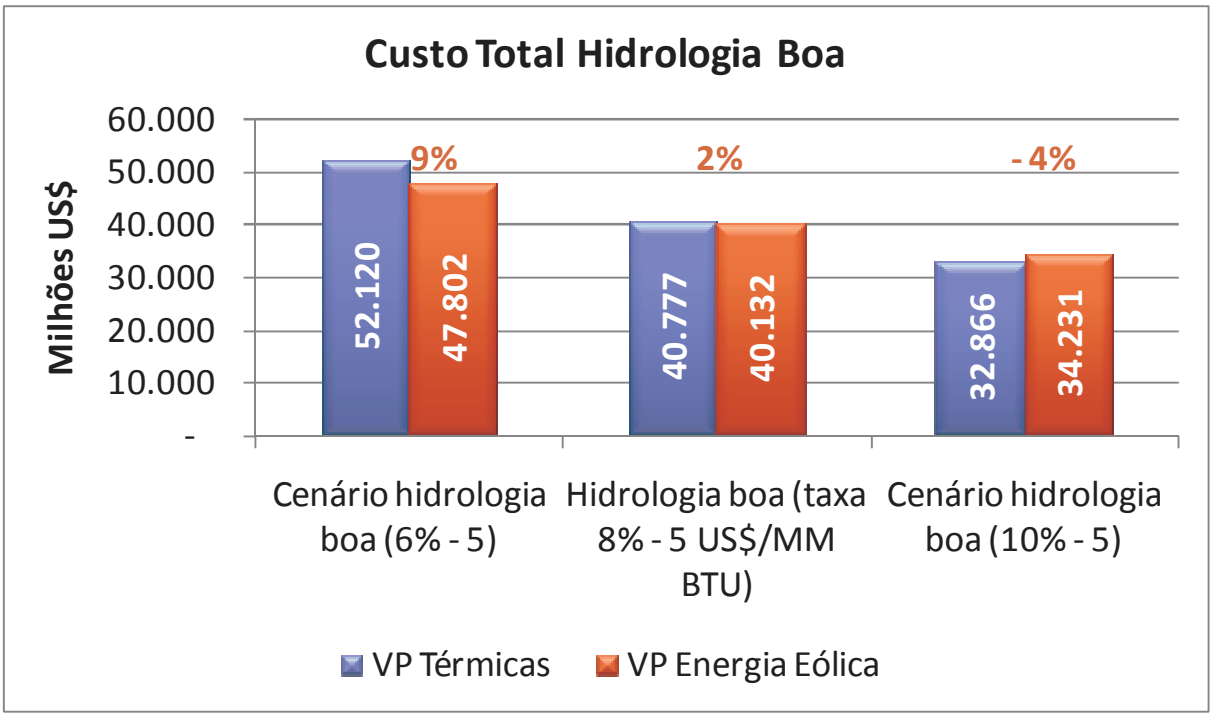


Figura B.14 – Custo total no cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

A figura B.15 representa o valor presente do custo total no cenário de hidrologia boa com ganho de aprendizado das eólicas.

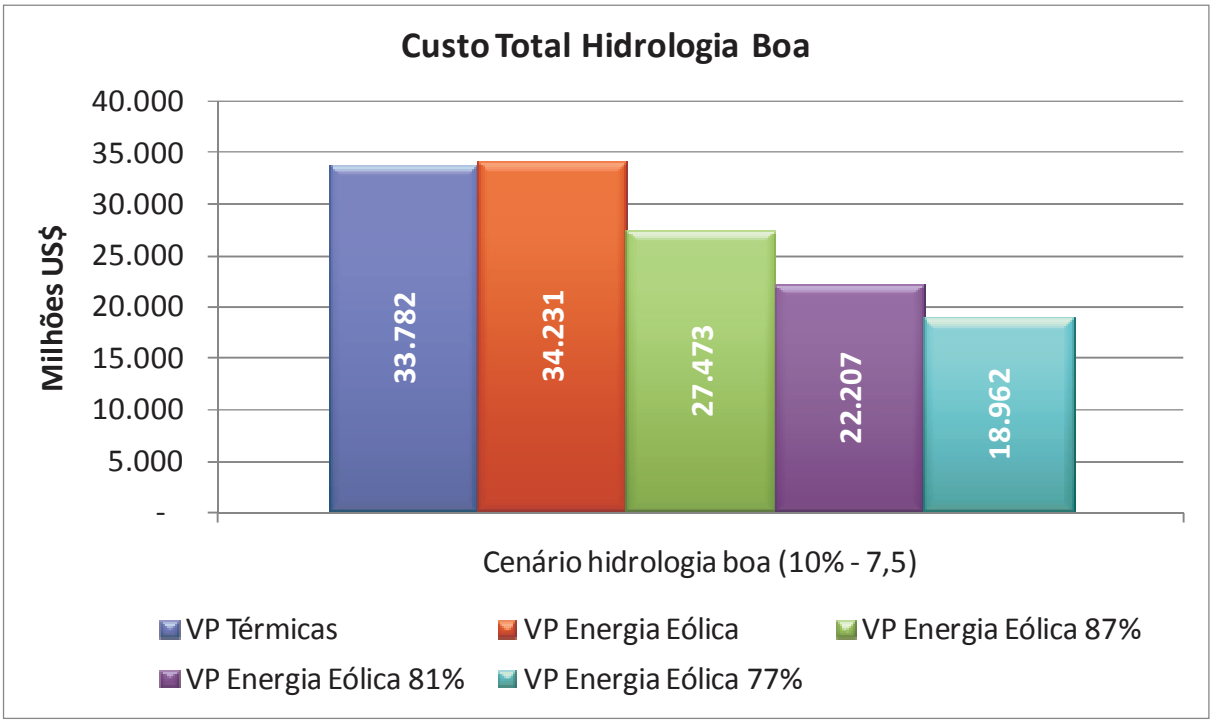


Figura B.15 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

O custo de combustível até 2030 somados ao custo de combustível de mais 30 anos varia de 15% a 55% do custo total das térmicas. No cenário de hidrologia boa, o custo com combustível é menor, enquanto que no cenário com maior despacho térmico, o custo do combustível pode chegar a 55% do custo total das térmicas. Como a eólica não possui esse custo, que pode ser elevado em alguns cenários, ela se torna mais competitiva.

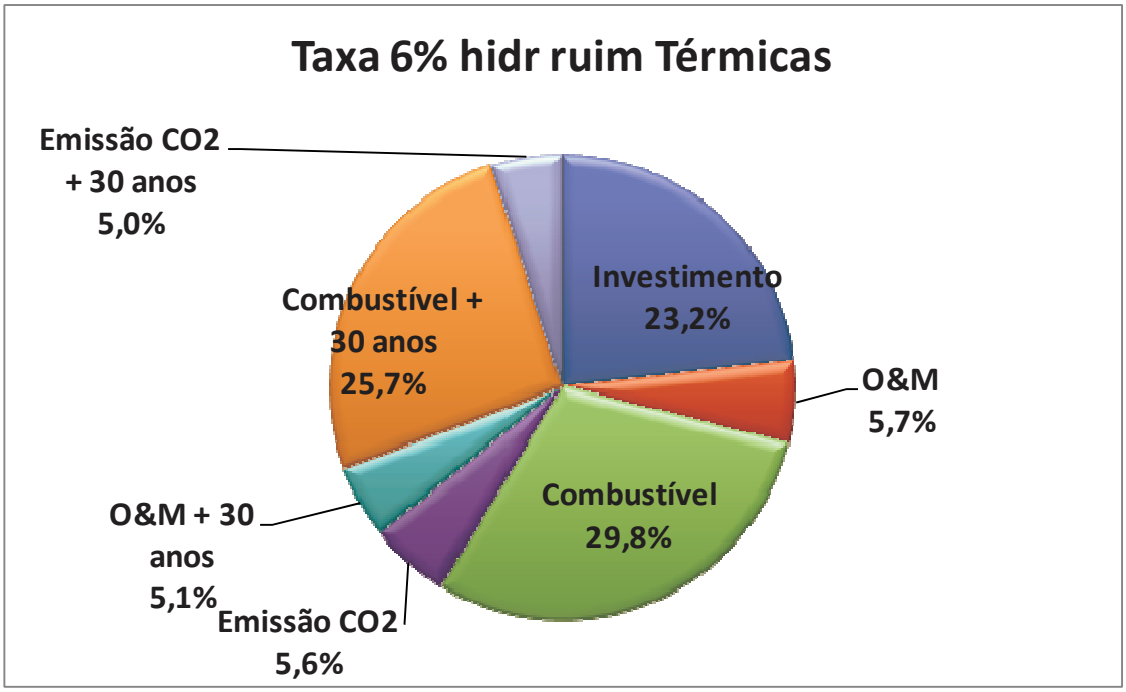


Figura B.16 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%.

Fonte: Elaboração Própria

O gasto com O&M será maior quanto maior a geração de energia já que está atrelado a ela, dessa forma no cenário de hidrologia ruim, como a geração tanto térmica quanto eólica é maior, o custo de O&M se eleva. O custo de O&M para as térmicas é maior do que para as eólicas.

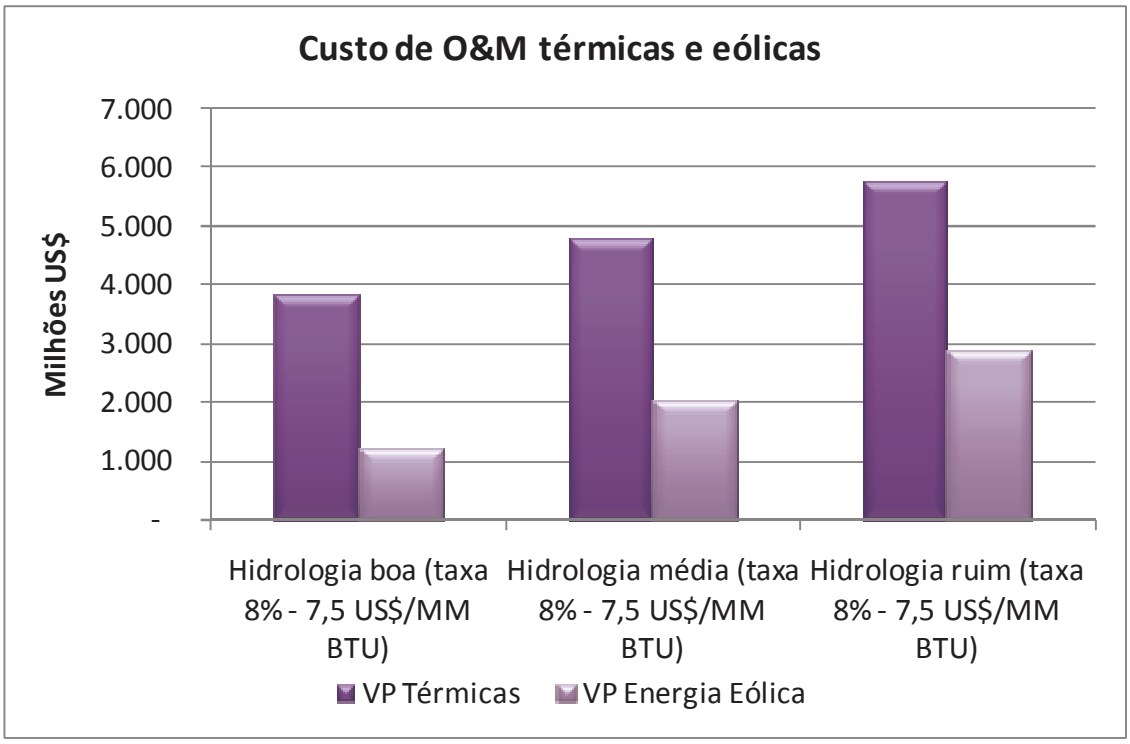


Figura B.17 – Custo de O&M para térmicas e eólicas nos diferentes cenários de hidrologia

Fonte: Elaboração Própria

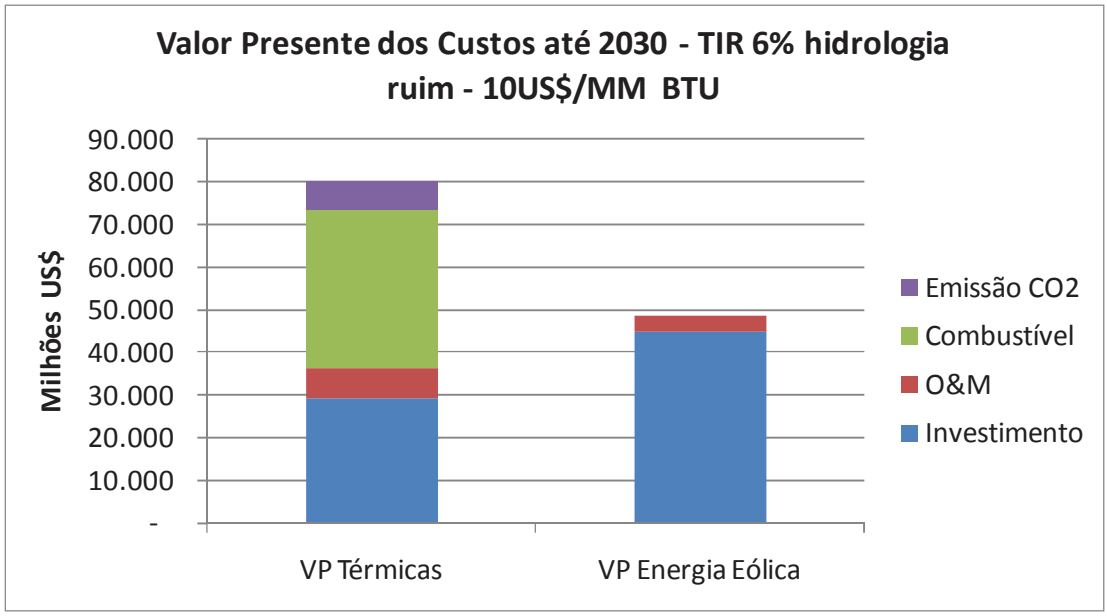


Figura B.18 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Em média, o custo com O&M varia de 10 a 17% do custo total das térmicas, considerando os custos com O&M até 2030 e os custos para mais 30 anos. O custo das emissões de CO2 e emissões por mais 30 anos, varia de 7% a 14% do custo total das térmicas.

APÊNDICE C – COMPARAÇÃO TÉRMICAS SEM NUCLEAR E EÓLICAS

A finalidade deste apêndice é analisar os custos, retirando-se a térmica nuclear das fontes térmicas, que possui maior custo de instalação. Dessa forma, a capacidade eólica se torna menor, porque retirou-se toda a capacidade térmica nuclear e a correspondente parcela eólica, foi considerado para este cenário a partir de 2016.

O montante térmico é de 11.500 MW conforme figura C.1:

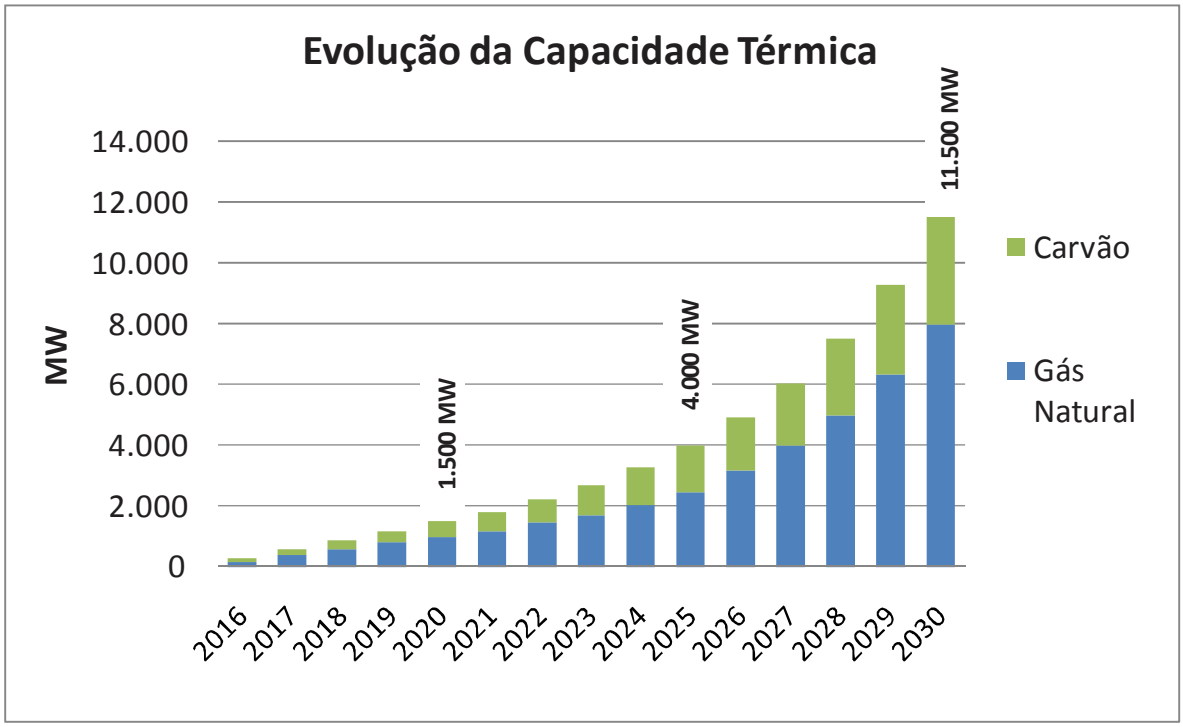


Figura C.1 – Evolução da Capacidade Térmica a partir de 2016

Fonte: Elaboração Própria

Este montante térmico quando transformado em eólico, considerando o fator de capacidade de 40%, torna-se 13.937,5 MW.

O custo de capital das térmicas nestas condições é dado pela tabela C.1:

Tabela C.1: Custo de capital das Térmicas

US$	Total
Gás Natural CC	6.400.000.009
Gás Natural CA	960.000.000
Nuclear	-
Carvão	7.525.000.000
	14.885.000.009

Fonte: Elaboração Própria.

Calculando o valor presente desta quantia com taxa de desconto de 8% ao ano:

Tabela C.2: Valor Presente do custo de capital de usinas térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	2.090.481.431
VP GN CA	313.572.214
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	2.595.716.087
	4.999.769.732

Fonte: Elaboração Própria

O custo de O&M é dado a seguir:

Tabela C.3: Custo de O&M das térmicas

US$	Total
Gás Natural CC	1.482.379.710
Gás Natural CA	370.594.927
Nuclear	-
Carvão	611.144.316
	2.464.118.953

Em VP com taxa de 8% ao ano:

Tabela C.4: Valor Presente dos custos de O&M das térmicas

US$ 2011	Total
VP GN CC	466.600.855
VP GN CA	116.650.214
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	194.302.114
	777.553.183

Para o cenário de hidrologia boa, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU, tem-se a tabela C.5, o custo de combustível é o seguinte:

Tabela C.5: Custo de Combustível hidrologia boa

US$	Total
Gás Natural CC	1.379.462.129
Gás Natural CA	478.979.906
Nuclear	-
Carvão	1.072.290.239
	2.930.732.274

Em VP:

Tabela C.6: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia boa

US$ 2011	Total
VP GN CC	434.206.031
VP GN CA	150.765.983
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	340.914.993
	925.887.006

Considerando o cenário de hidrologia médio, tem-se o seguinte custo de combustível, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela C.7: Custo de Combustível hidrologia média

US$	Total
Gás Natural CC	6.897.310.646
Gás Natural CA	2.394.899.530
Nuclear	-
Carvão	1.206.326.519
	10.498.536.695

Em VP:

Tabela C.8: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia média

US$ 2011	Total
VP GN CC	2.171.030.153
VP GN CA	753.829.914
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	383.529.367
	3.308.389.434

O cálculo do combustível, considerando um cenário ruim de hidrologia, com custo do gás natural de US$ 7,5/MMBTU:

Tabela C.9: Custo de Combustível hidrologia ruim

US$	Total
Gás Natural CC	12.415.159.163
Gás Natural CA	4.310.819.154
Nuclear	-
Carvão	1.340.362.799
	18.066.341.115

Em VP:

Tabela C.10: Valor Presente do Custo de Combustível hidrologia ruim

US$ 2011	Total
VP GN CC	3.907.854.275
VP GN CA	1.356.893.845
VP NUCLEAR	-
VP CARVÃO	426.143.741
	5.690.891.861

Em Valor Presente tem-se os seguintes custos:

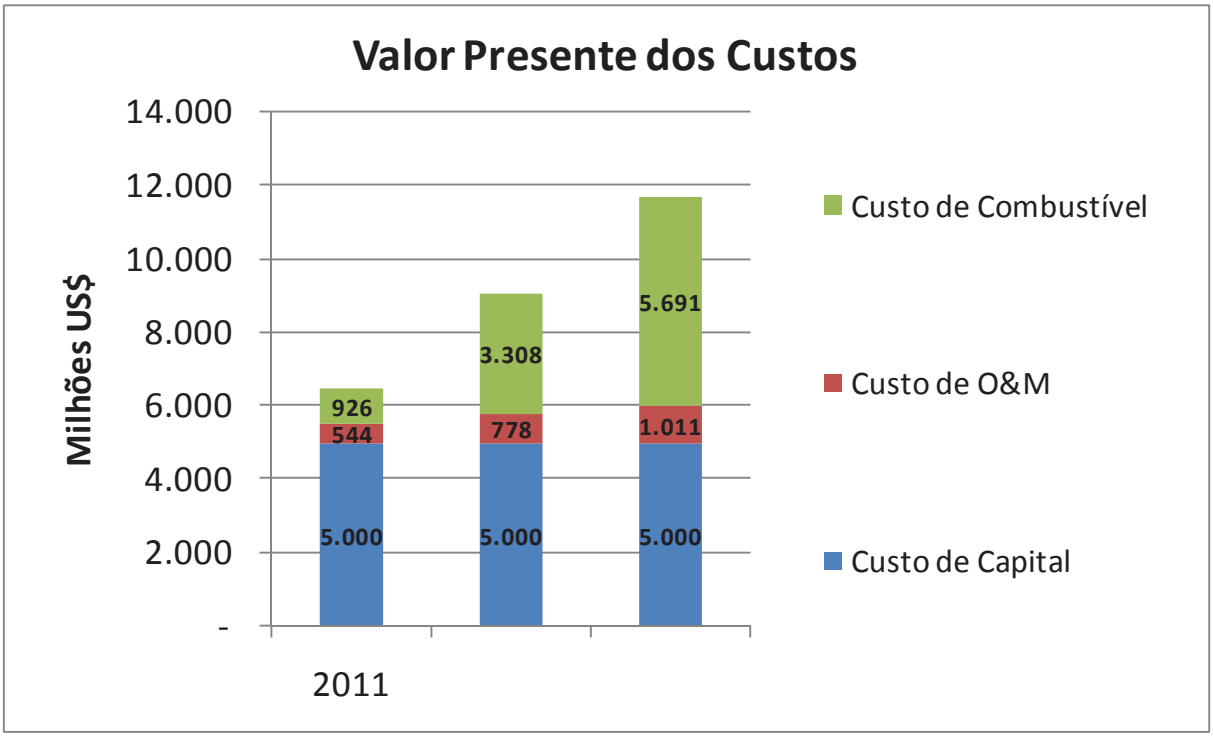


Figura C.2 – Valor Presente dos custos das térmicas

Fonte: Elaboração Própria.

A evolução da previsão de capacidade instalada eólica é dada na figura C.3 considerando o cenário de hidrologia média:

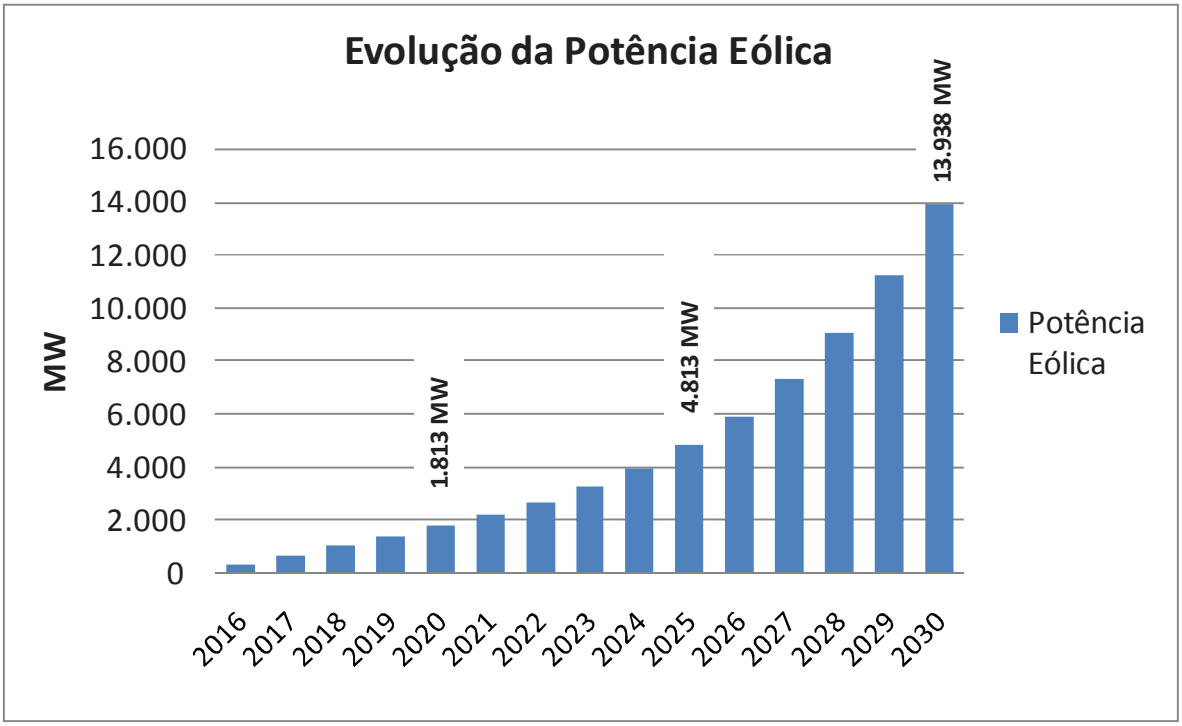


Figura C.3 – Evolução da Potência Eólica

Fonte: Elaboração Própria

O custo de capital de energia eólica para o cenário de hidrologia média é dado na tabela C.11:

Tabela C.11: Custo de Capital Eólicas

US$	Total
Eólicas	34.202.625.000

Em VP:

Tabela C.12: Valor Presente do Custo de Capital Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	11.348.770.276

Em relação aos custos com Operação e Manutenção, tem-se a tabela C.13, considerando o custo de O&M de 5 US$/MWh.

Tabela C.13: Custo de O&M das Eólicas

US$	Total
Eólicas	1.224.226.396

Em VP com taxa de 8%:

Tabela C.14: Valor Presente do Custo de O&M das Eólicas

US$ 2011	Total
VP Eólicas	386.552.943

Considerando de aprendizado com PR de 87%, com uma maior capacidade eólica entrando no horizonte, têm-se novas figuras de custos com base na curva de aprendizado.

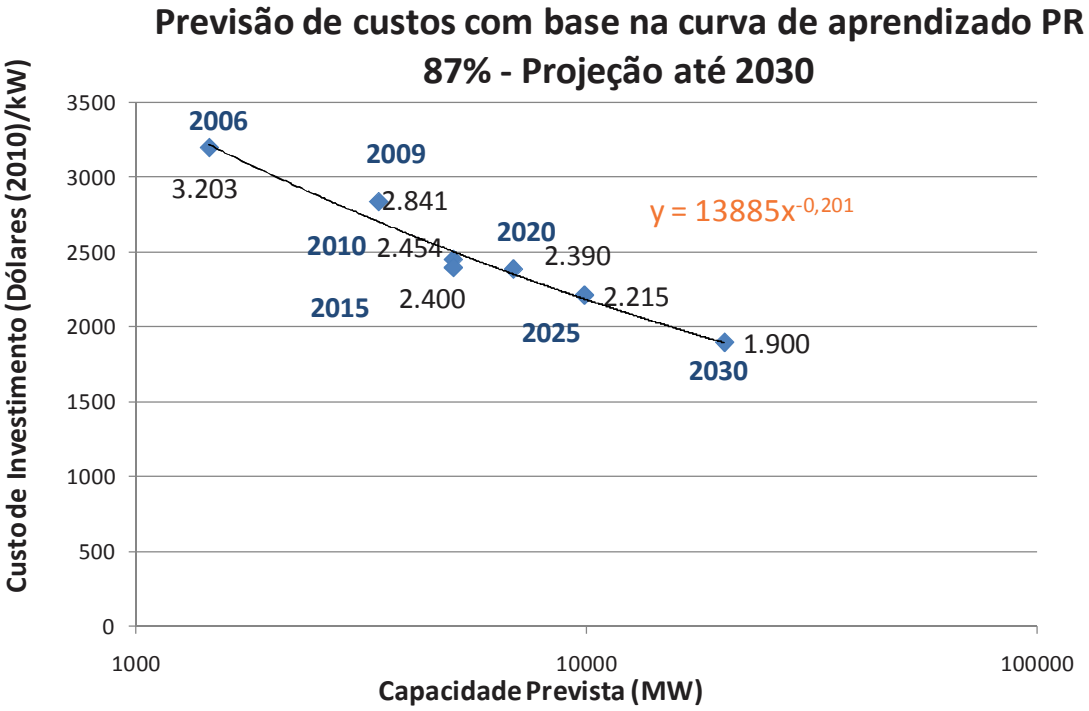


Figura C.4 – Previsão de custos com PR de 87%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando a taxa de 8% com o cenário de hidrologia média, calcula-se o gasto anualmente até 2030 com o custo de capital da energia eólica, considerando PR de 87%.

Tabela C.15: Custo de capital em 2030 com PR de 87%

US$	Total
Eólicas 87%	30.737.901.228

Fonte: Elaboração Própria

Em valor presente, o custo passa a ser de:

Tabela C.16: Valor Presente do custo de capital em 2011 com PR de 87%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	10.396.343.495

Fonte: Elaboração Própria

Para o cenário de hidrologia média, a curva de aprendizado para o cenário com PR de 77% é a seguinte:

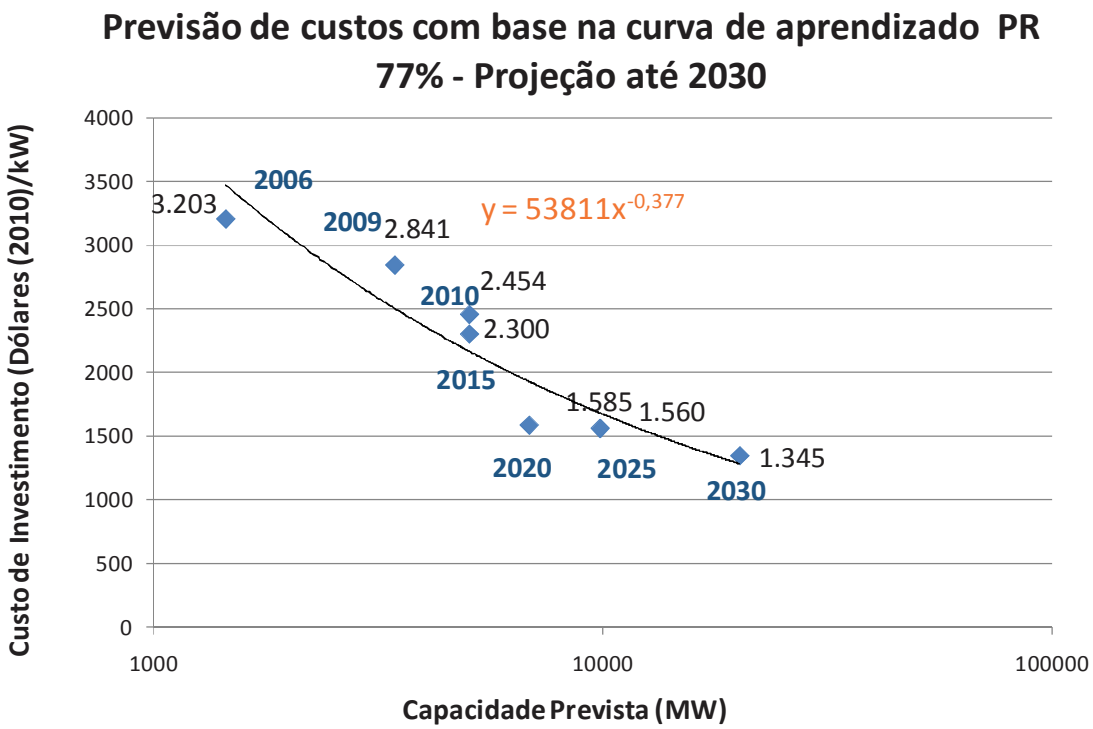


Figura C.5 – Previsão de custos com PR de 77%

Fonte: Elaboração Própria

Considerando PR de 77%, o custo de capital é menor:

Tabela C.17: Custo de capital em 2030 com PR de 77%

US$	Total
Eólicas 77%	22.272.980.765

Em valor Presente, tem-se:

Tabela C.18: Valor Presente do Custo de capital com PR de 77%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	7.741.725.930

Considerando o cenário de PR de 81%, a curva de aprendizado é a seguinte:

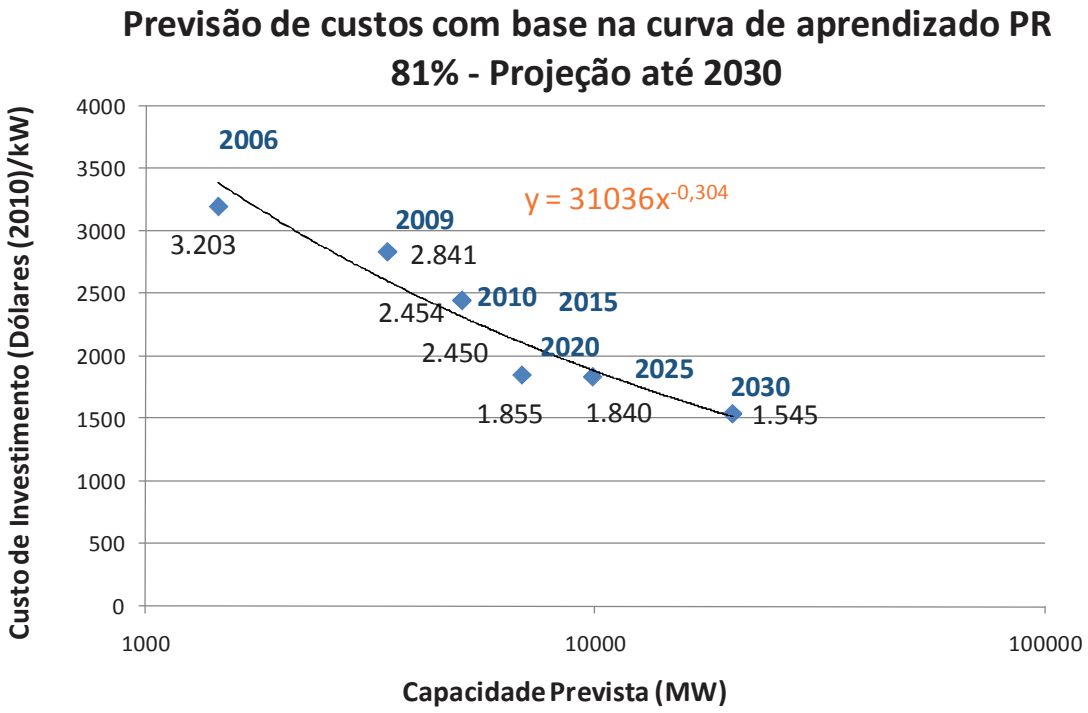


Figura C.6 – Previsão de custos com PR de 81%

E o valor do custo de capital é:

Tabela C.19: Custo de capital em 2030 com PR de 81%

US$	Total
Eólicas 81%	25.751.198.838

Em valor presente:

Tabela C.20: Valor Presente do Custo de capital em 2011 com PR de 81%

US$ 2011	Total
VP Eólicas	8.864.505.471

Em Valor Presente tem-se os seguintes custos:

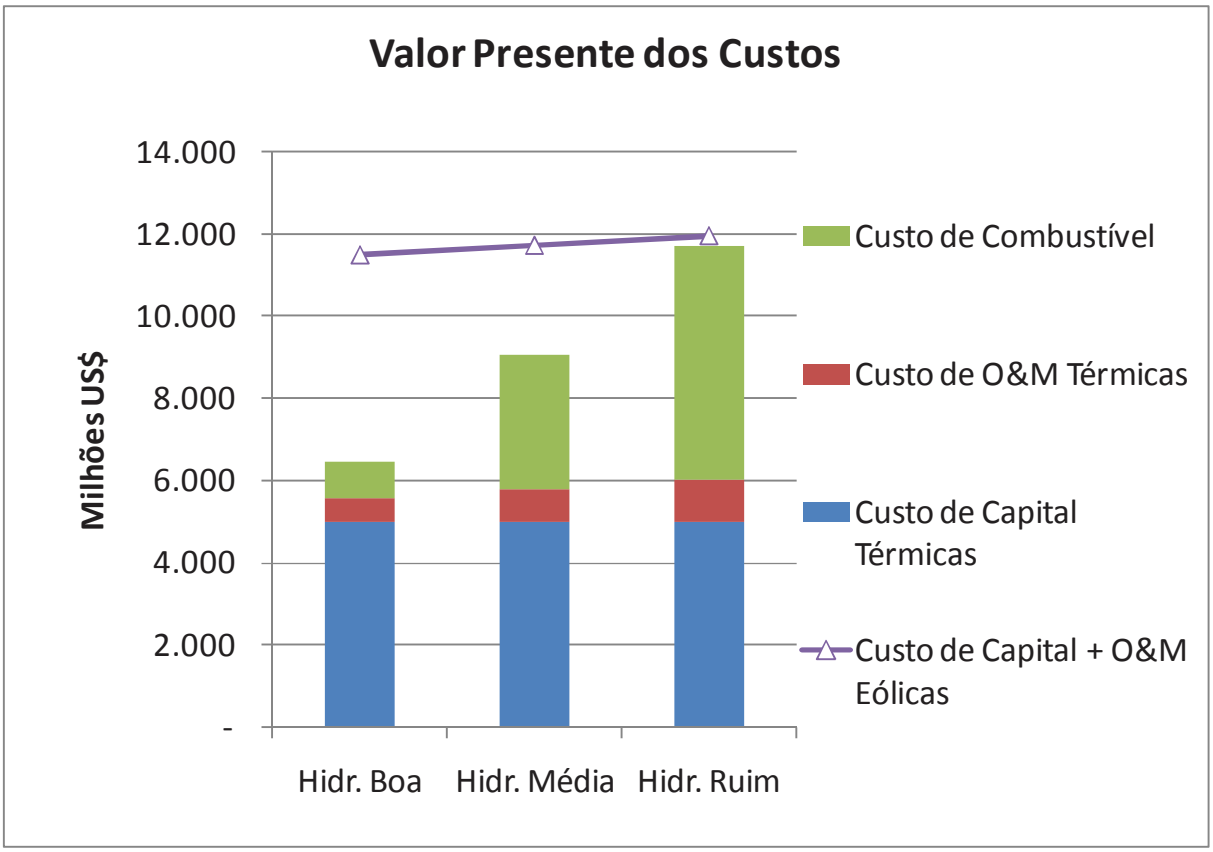


Figura C.7 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se com ganho de aprendizado, tem-se a figura C.8:

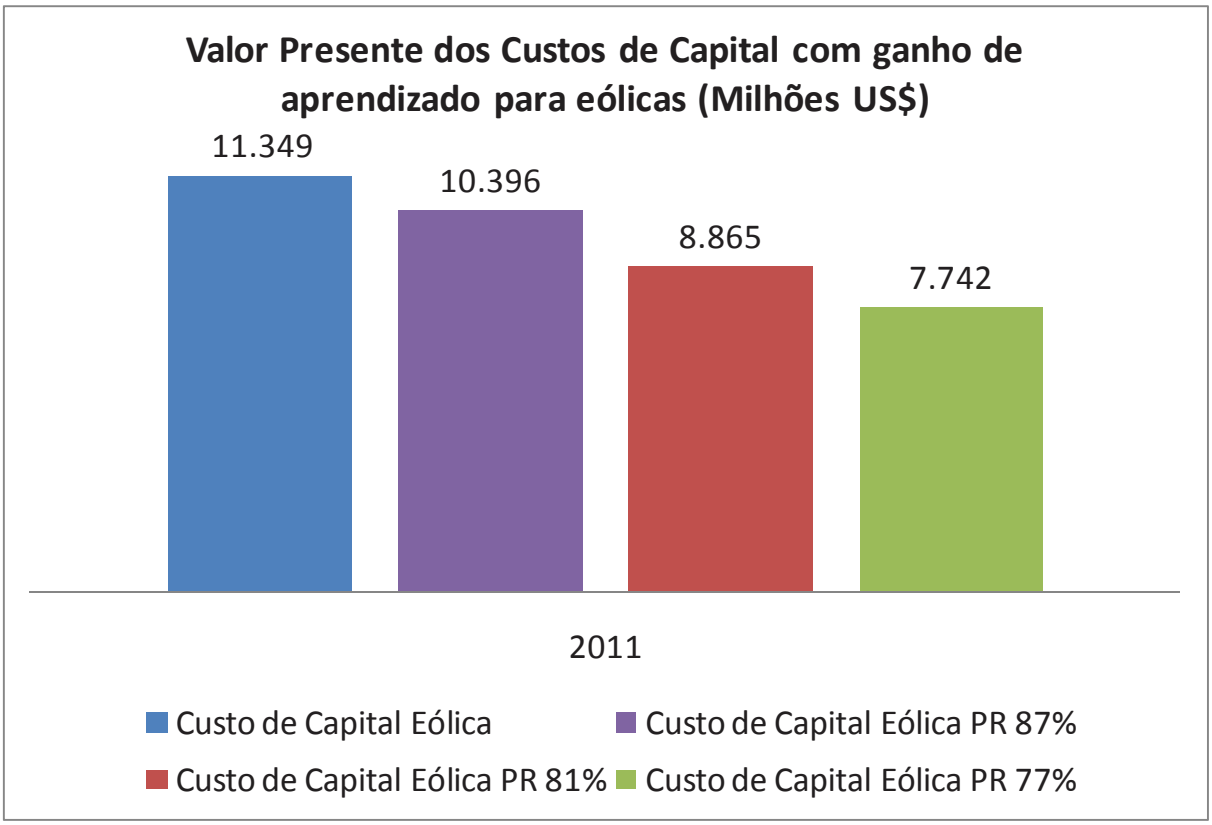


Figura C.8 – Comparação dos custos de capital das eólicas com ganho de aprendizado

Fonte: Elaboração Própria.

Considerando o caso de ganho de aprendizado com PR de 77%, o custo de investimento da energia eólica é menos competitivo do que o custo das térmicas.

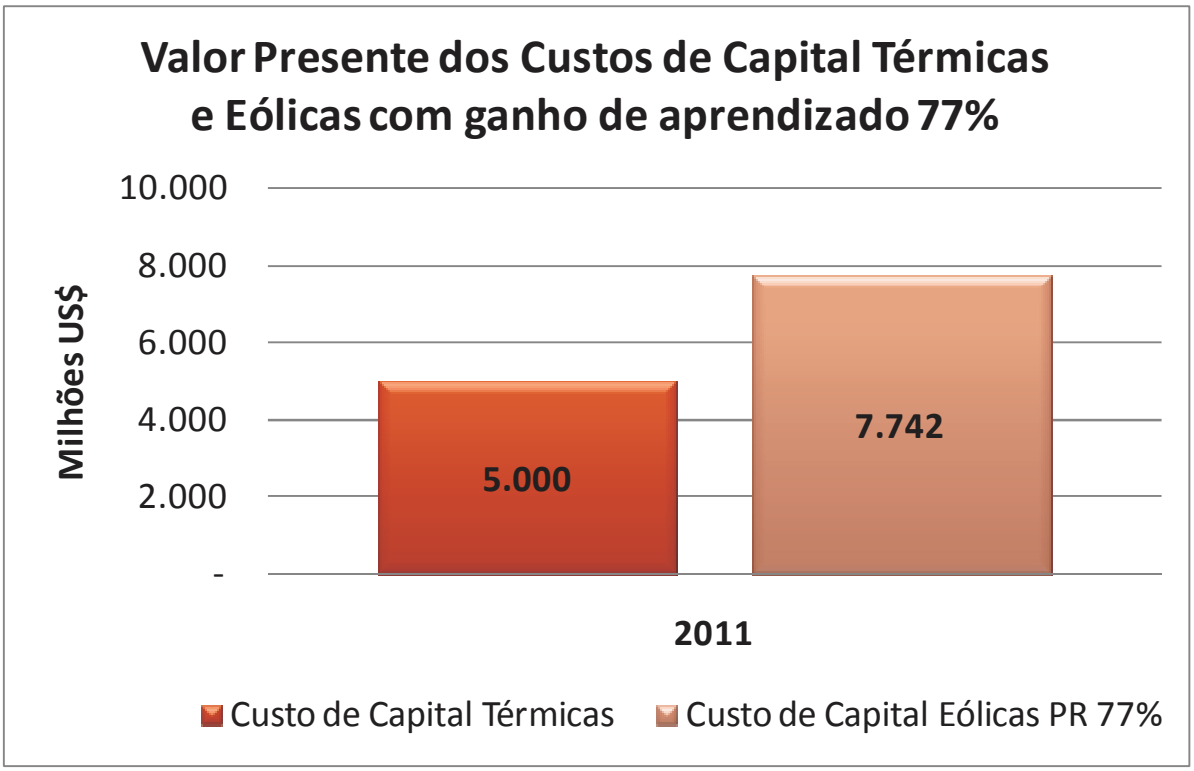


Figura C.9 – Custo de capital das térmicas e eólicas com ganho de aprendizado (PR = 77%)

Fonte: Elaboração Própria

A evolução do custo da emissão de CO2, considerando as emissões a gás natural e a carvão, as usinas entrando de acordo com a evolução da capacidade identificada pela figura C.1, é dada pela figura C.10:

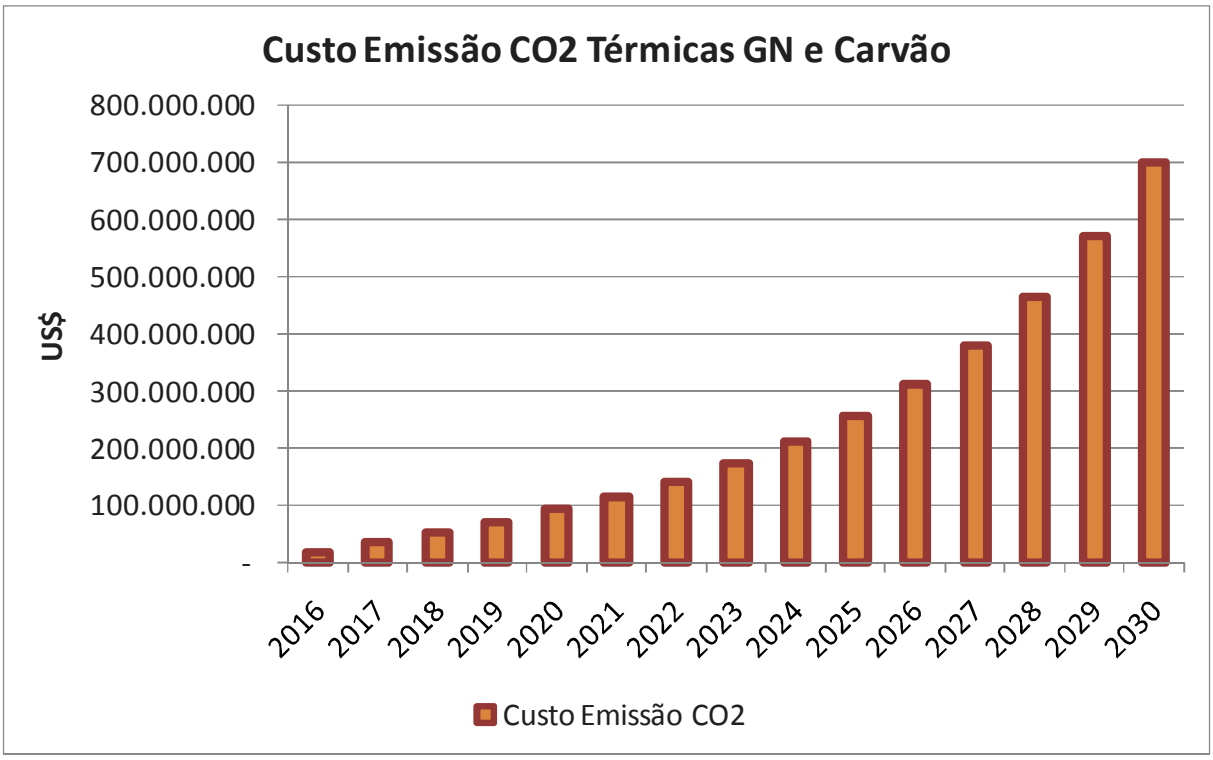


Figura C.10 – Custo da emissão de CO2 das térmicas

Fonte: Elaboração Própria

O custo das emissões de CO2 de 2016 até 2030 é o seguinte:

Tabela C.21: Custo das emissões de CO2

US$	Total
Gás Natural CC	1.381.102.446
Gás Natural CA	483.385.856
Carvão	1.723.625.898
	3.588.114.200

Em VP tem-se:

Tabela C.22: Valor Presente do custo das emissões de CO2

US$ 2011	Total
VP GN CC	434.722.344
VP GN CA	152.152.821
VP CARVÃO	547.995.206
	1.134.870.371

Fonte: Elaboração Própria

Os 27 cenários compreendendo-se em variações de taxas de retorno, custo do gás natural e cenário de hidrologia, geram os seguintes valores de custos:

Cenário 1: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.23: Cenário 1

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.022	4.348	1.490	2.115	9.187	2.974	27.590
VP Eólica	14.691	508	-	-	1.041	-	-	16.239
VP Eólica 87%	13.394	508	-	-	1.041	-	-	14.942
VP Eólica 81%	11.363	508	-	-	1.041	-	-	12.911
VP Eólica 77%	9.897	508	-	-	1.041	-	-	11.445

Cenário 2: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.24: Cenário 2

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	778	3.308	1.135	1.232	5.352	1.734	18.539
VP Eólica	11.349	387	-	-	607	-	-	12.342
VP Eólica 87%	10.396	387	-	-	607	-	-	11.390
VP Eólica 81%	8.865	387	-	-	607	-	-	9.858
VP Eólica 77%	7.742	387	-	-	607	-	-	8.735

Cenário 3: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.25: Cenário 3

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	598	2.542	873	737	3.201	1.038	12.906
VP Eólica	8.868	297	-	-	363	-	-	9.528
VP Eólica 87%	8.162	297	-	-	363	-	-	8.822
VP Eólica 81%	6.997	297	-	-	363	-	-	7.657
VP Eólica 77%	6.128	297	-	-	363	-	-	6.789

Cenário 4: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.26: Cenário 4

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.022	3.066	1.490	2.115	9.187	2.974	26.308
VP Eólica	14.691	508	-	-	1.041	-	-	16.239
VP Eólica 87%	13.394	508	-	-	1.041	-	-	14.942
VP Eólica 81%	11.363	508	-	-	1.041	-	-	12.911
VP Eólica 77%	9.897	508	-	-	1.041	-	-	11.445

Cenário 5: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.27: Cenário 5

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	778	2.333	1.135	1.232	5.352	1.734	17.564
VP Eólica	11.349	387	-	-	607	-	-	12.342
VP Eólica 87%	10.396	387	-	-	607	-	-	11.390
VP Eólica 81%	8.865	387	-	-	607	-	-	9.858
VP Eólica 77%	7.742	387	-	-	607	-	-	8.735

Cenário 6: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.28: Cenário 6

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	598	1.793	873	737	3.201	1.038	12.157
VP Eólica	8.868	297	-	-	363	-	-	9.528
VP Eólica 87%	8.162	297	-	-	363	-	-	8.822
VP Eólica 81%	6.997	297	-	-	363	-	-	7.657
VP Eólica 77%	6.128	297	-	-	363	-	-	6.789

Cenário 7: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.29: Cenário 7

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.022	5.630	1.490	2.115	9.187	2.974	28.871
VP Eólica	14.691	508	-	-	1.041	-	-	16.239
VP Eólica 87%	13.394	508	-	-	1.041	-	-	14.942
VP Eólica 81%	11.363	508	-	-	1.041	-	-	12.911
VP Eólica 77%	9.897	508	-	-	1.041	-	-	11.445

Cenário 8: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.30: Cenário 8

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	778	4.283	1.135	1.232	5.352	1.734	19.514
VP Eólica	11.349	387	-	-	607	-	-	12.342
VP Eólica 87%	10.396	387	-	-	607	-	-	11.390
VP Eólica 81%	8.865	387	-	-	607	-	-	9.858
VP Eólica 77%	7.742	387	-	-	607	-	-	8.735

Cenário 9: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia média e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.31: Cenário 9

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	598	3.292	873	737	3.201	1.038	13.655
VP Eólica	8.868	297	-	-	363	-	-	9.528
VP Eólica 87%	8.162	297	-	-	363	-	-	8.822
VP Eólica 81%	6.997	297	-	-	363	-	-	7.657
VP Eólica 77%	6.128	297	-	-	363	-	-	6.789

Cenário 10: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.32: Cenário 10

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	714	1.216	793	1.464	2.471	1.501	14.614
VP Eólica	14.691	200	-	-	411	-	-	15.302
VP Eólica 87%	13.394	200	-	-	411	-	-	14.005
VP Eólica 81%	11.363	200	-	-	411	-	-	11.974
VP Eólica 77%	9.897	200	-	-	411	-	-	10.508

Cenário 11: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.33: Cenário 11

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	544	926	604	853	1.441	876	10.244
VP Eólica	11.349	153	-	-	239	-	-	11.741
VP Eólica 87%	10.396	153	-	-	239	-	-	10.788
VP Eólica 81%	8.865	153	-	-	239	-	-	9.256
VP Eólica 77%	7.742	153	-	-	239	-	-	8.134

Cenário 12: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.34: Cenário 12

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	418	712	465	510	862	525	7.410
VP Eólica	8.868	117	-	-	143	-	-	9.128
VP Eólica 87%	8.162	117	-	-	143	-	-	8.422
VP Eólica 81%	6.997	117	-	-	143	-	-	7.258
VP Eólica 77%	6.128	117	-	-	143	-	-	6.389

Cenário 13: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.35: Cenário 13

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	714	960	793	1.464	2.471	1.501	14.357
VP Eólica	14.691	200	-	-	411	-	-	15.302
VP Eólica 87%	13.394	200	-	-	411	-	-	14.005
VP Eólica 81%	11.363	200	-	-	411	-	-	11.974
VP Eólica 77%	9.897	200	-	-	411	-	-	10.508

Cenário 14: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.36: Cenário 14

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	544	731	604	853	1.441	876	10.049
VP Eólica	11.349	153	-	-	239	-	-	11.741
VP Eólica 87%	10.396	153	-	-	239	-	-	10.788
VP Eólica 81%	8.865	153	-	-	239	-	-	9.256
VP Eólica 77%	7.742	153	-	-	239	-	-	8.134

Cenário 15: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.37: Cenário 15

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	418	562	465	510	862	525	7.260
VP Eólica	8.868	117	-	-	143	-	-	9.128
VP Eólica 87%	8.162	117	-	-	143	-	-	8.422
VP Eólica 81%	6.997	117	-	-	143	-	-	7.258
VP Eólica 77%	6.128	117	-	-	143	-	-	6.389

Cenário 16: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.38: Cenário 16

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	714	1.473	793	1.464	2.471	1.501	14.870
VP Eólica	14.691	200	-	-	411	-	-	15.302
VP Eólica 87%	13.394	200	-	-	411	-	-	14.005
VP Eólica 81%	11.363	200	-	-	411	-	-	11.974
VP Eólica 77%	9.897	200	-	-	411	-	-	10.508

Cenário 17: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.39: Cenário 17

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	544	1.121	604	853	1.441	876	10.439
VP Eólica	11.349	153	-	-	239	-	-	11.741
VP Eólica 87%	10.396	153	-	-	239	-	-	10.788
VP Eólica 81%	8.865	153	-	-	239	-	-	9.256
VP Eólica 77%	7.742	153	-	-	239	-	-	8.134

Cenário 18: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia boa e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.40: Cenário 18

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	418	862	465	510	862	525	7.559
VP Eólica	8.868	117	-	-	143	-	-	9.128
VP Eólica 87%	8.162	117	-	-	143	-	-	8.422
VP Eólica 81%	6.997	117	-	-	143	-	-	7.258
VP Eólica 77%	6.128	117	-	-	143	-	-	6.389

Cenário 19: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.41: Cenário 19

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.329	7.480	2.187	2.766	15.903	4.447	40.566
VP Eólica	14.691	815	-	-	1.671	-	-	17.177
VP Eólica 87%	13.394	815	-	-	1.671	-	-	15.880
VP Eólica 81%	11.363	815	-	-	1.671	-	-	13.849
VP Eólica 77%	9.897	815	-	-	1.671	-	-	12.383

Cenário 20: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.42: Cenário 20

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	1.011	5.691	1.665	1.612	9.263	2.592	26.834
VP Eólica	11.349	621	-	-	974	-	-	12.943
VP Eólica 87%	10.396	621	-	-	974	-	-	11.991
VP Eólica 81%	8.865	621	-	-	974	-	-	10.459
VP Eólica 77%	7.742	621	-	-	974	-	-	9.336

Cenário 21: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 7,5 US$/MM BTU

Tabela C.43: Cenário 21

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	777	4.373	1.280	964	5.540	1.551	18.403
VP Eólica	8.868	477	-	-	583	-	-	9.928
VP Eólica 87%	8.162	477	-	-	583	-	-	9.222
VP Eólica 81%	6.997	477	-	-	583	-	-	8.057
VP Eólica 77%	6.128	477	-	-	583	-	-	7.188

Cenário 22: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.44: Cenário 22

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.329	5.173	2.187	2.766	15.903	4.447	38.259
VP Eólica	14.691	815	-	-	1.671	-	-	17.177
VP Eólica 87%	13.394	815	-	-	1.671	-	-	15.880
VP Eólica 81%	11.363	815	-	-	1.671	-	-	13.849
VP Eólica 77%	9.897	815	-	-	1.671	-	-	12.383

Cenário 23: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.45: Cenário 23

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	1.011	3.936	1.665	1.612	9.263	2.592	25.079
VP Eólica	11.349	621	-	-	974	-	-	12.943
VP Eólica 87%	10.396	621	-	-	974	-	-	11.991
VP Eólica 81%	8.865	621	-	-	974	-	-	10.459
VP Eólica 77%	7.742	621	-	-	974	-	-	9.336

Cenário 24: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 5 US$/MM BTU

Tabela C.46: Cenário 24

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	777	3.025	1.280	964	5.540	1.551	17.055
VP Eólica	8.868	477	-	-	583	-	-	9.928
VP Eólica 87%	8.162	477	-	-	583	-	-	9.222
VP Eólica 81%	6.997	477	-	-	583	-	-	8.057
VP Eólica 77%	6.128	477	-	-	583	-	-	7.188

Cenário 25: Taxa de desconto de 6%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.47: Cenário 25

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	6.454	1.329	9.787	2.187	2.766	15.903	4.447	42.873
VP Eólica	14.691	815	-	-	1.671	-	-	17.177
VP Eólica 87%	13.394	815	-	-	1.671	-	-	15.880
VP Eólica 81%	11.363	815	-	-	1.671	-	-	13.849
VP Eólica 77%	9.897	815	-	-	1.671	-	-	12.383

Cenário 26: Taxa de desconto de 8%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.48: Cenário 26

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	5.000	1.011	7.446	1.665	1.612	9.263	2.592	28.589
VP Eólica	11.349	621	-	-	974	-	-	12.943
VP Eólica 87%	10.396	621	-	-	974	-	-	11.991
VP Eólica 81%	8.865	621	-	-	974	-	-	10.459
VP Eólica 77%	7.742	621	-	-	974	-	-	9.336

Cenário 27: Taxa de desconto de 10%, Hidrologia ruim e custo de GN de 10 US$/MM BTU

Tabela C.49: Cenário 27

Valor Presente em milhões US$ (Resumo)	Investimento	O&M	Combustível	Emissão CO2	O&M + 30 anos	Combustível + 30 anos	Emissão CO2 + 30 anos	Total
VP Térmicas	3.917	777	5.722	1.280	964	5.540	1.551	19.752
VP Eólica	8.868	477	-	-	583	-	-	9.928
VP Eólica 87%	8.162	477	-	-	583	-	-	9.222
VP Eólica 81%	6.997	477	-	-	583	-	-	8.057
VP Eólica 77%	6.128	477	-	-	583	-	-	7.188

Para este cenário que desconsidera a tecnologia nuclear, assim como no cenário de hidrologia média com início em 2016 considerando a tecnologia nuclear, os valores de custo de investimento são maiores para a tecnologia eólica do que para a tecnologia térmica, porém, considerando os valores com ganho de aprendizado, a tecnologia eólica continua mais onerosa do que as térmicas, uma vez que a nuclear representava o maior custo de investimento quando considerada.

Diferentemente do ocorrido em todos os outros cenários, desconsiderando-se a energia nuclear, o custo total com hidrologia boa em todos os cenários é maior para as eólicas do que para as térmicas. Entretanto, para os cenários médios e ruins de hidrologia, o custo total da eólica é menor do que das térmicas.

As figuras C.11 a C.13 mostram os valores presentes de todos os custos (investimento, O&M, combustível, emissões de CO2 e os custos para 30 anos à frente além do horizonte) das térmicas, eólicas e eólicas com ganho de aprendizado, de acordo com as taxas de retorno de 6%, 8% e 10%.

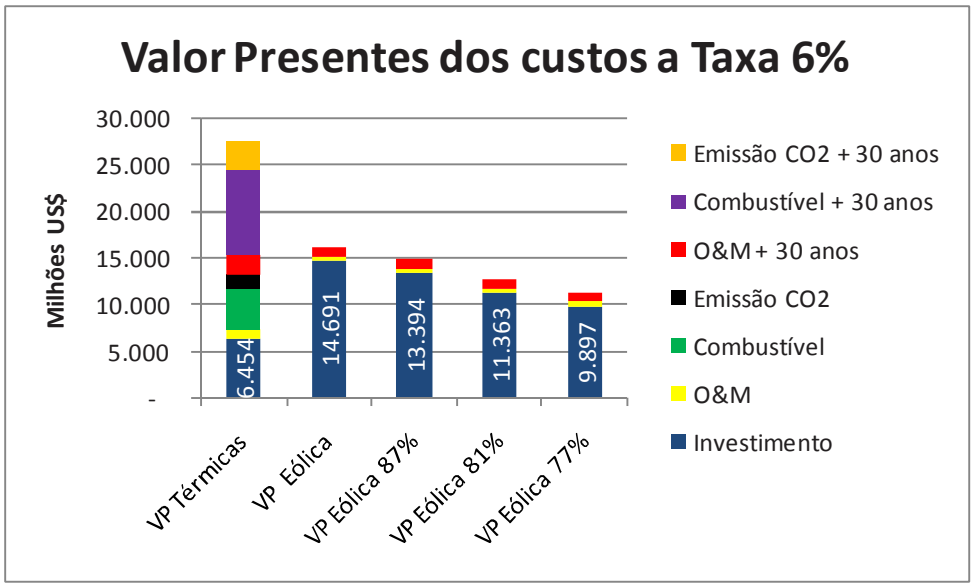


Figura C.11 – Valor Presente dos custos a taxa de 6%

Fonte: Elaboração Própria

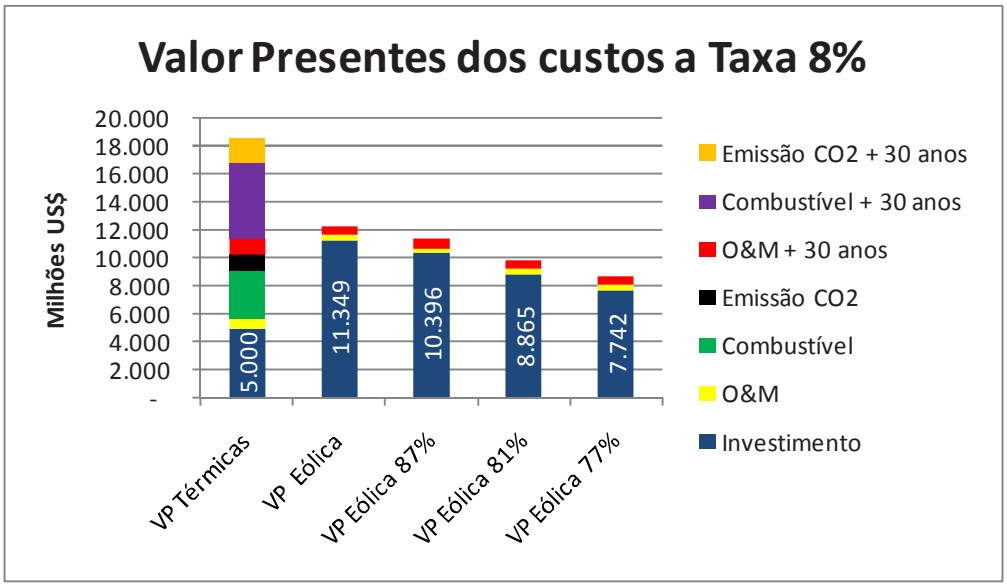


Figura C.12 – Valor Presente dos custos a taxa de 8%

Fonte: Elaboração Própria

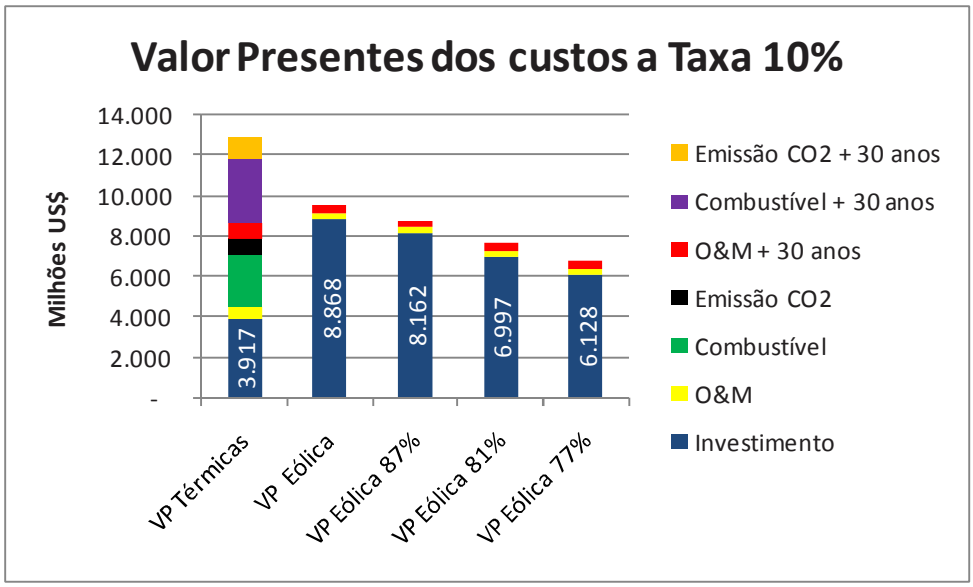


Figura C.13 – Valor Presente dos custos a taxa de 10%

Fonte: Elaboração Própria

Na figura C.14, observa-se que o custo total da eólica é mais alto do que da térmica, com custo de 5 US$/MM BTU para o gás natural.

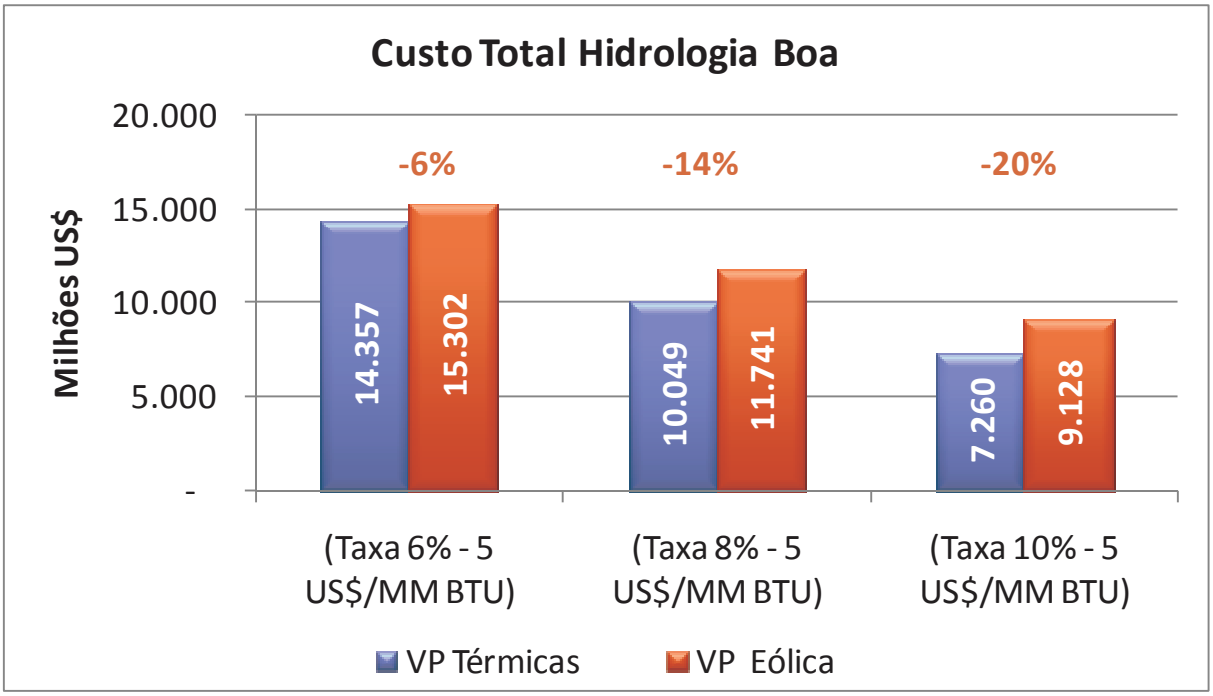


Figura C.14 – Custo total no cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

A figura C.15 representa o valor presente do custo total no cenário de hidrologia boa com ganho de aprendizado das eólicas.

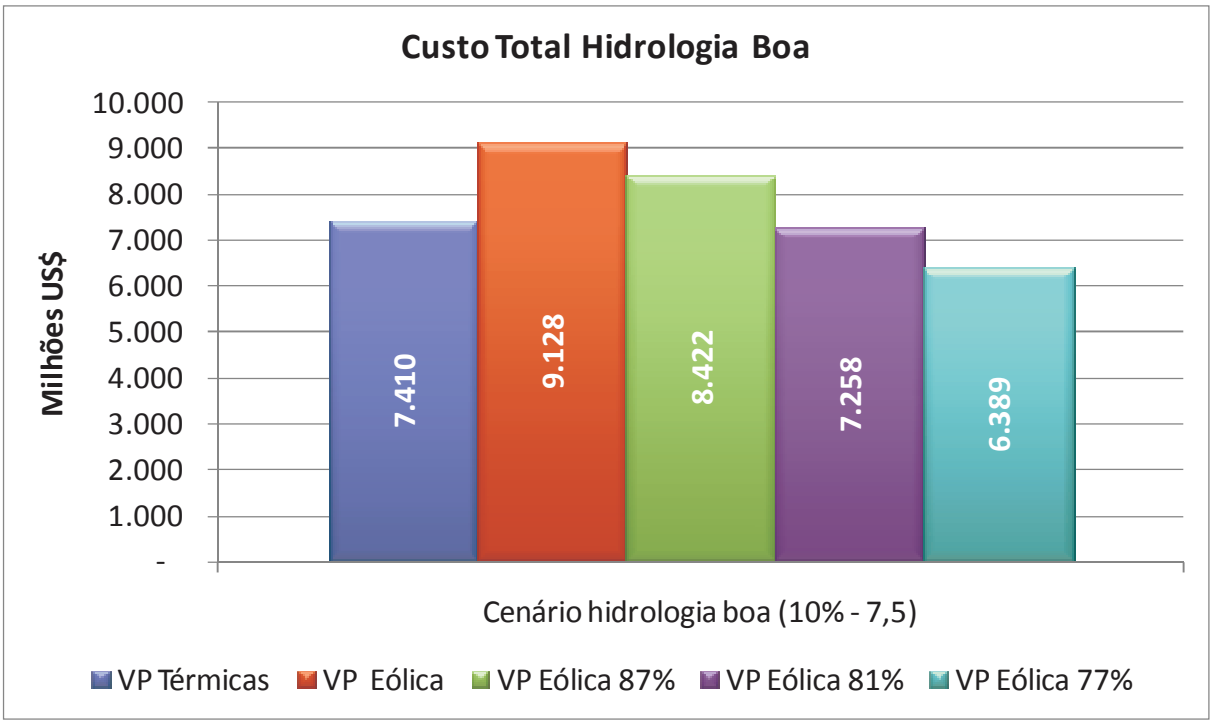


Figura C.15 – Custo Total para o cenário de hidrologia boa

Fonte: Elaboração Própria

O custo de combustível até 2030 somados ao custo de combustível de mais 30 anos varia de 20% a 60% do custo total das térmicas. No cenário de hidrologia boa, o custo com combustível é menor, enquanto que no cenário com maior despacho térmico, o custo do combustível pode chegar a 60% do custo total das térmicas.

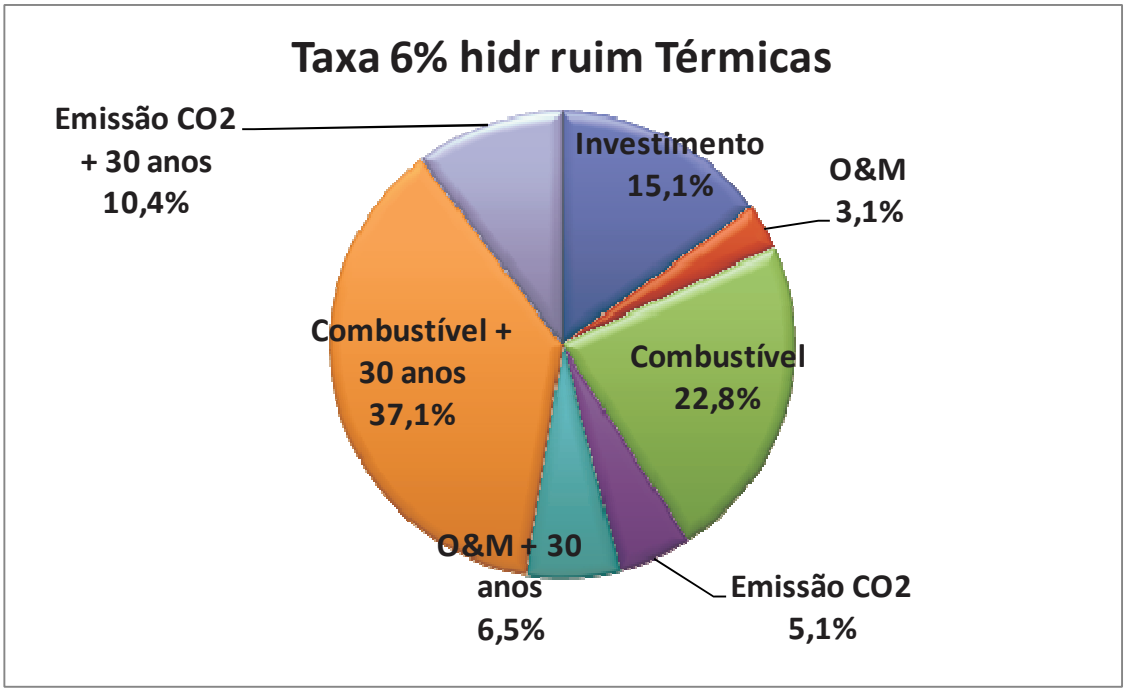


Figura C.16 – Percentuais dos custos de geração térmica em cenário de hidrologia ruim com taxa de 6%.

Fonte: Elaboração Própria

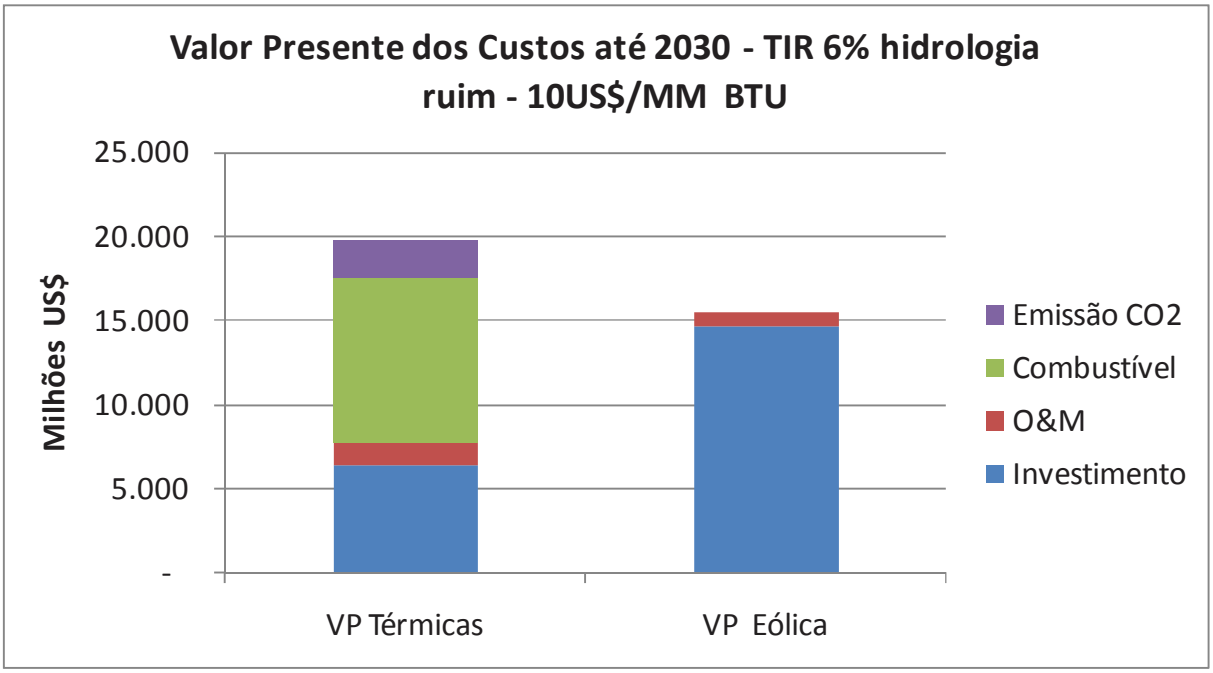


Figura C.17 – Valor Presente dos custos das térmicas e eólicas

Fonte: Elaboração Própria

Em média, o custo com O&M varia de 9 a 15% do custo total das térmicas, considerando os custos com O&M até 2030 e os custos para mais 30 anos. O custo das emissões de CO2 e emissões por mais 30 anos, varia de 13% a 17% do custo total das térmicas.