

AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE EXCEDENTES
DE ENERGIA EÓLICA UTILIZANDO ALGORITMOS EVOLUCIONÁRIOS
MULTIOBJETIVO

Lucas Lima Reis de Pinho

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em
Planejamento Energético, COPPE, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
André Frossard Pereira de
Lucena

Rio de Janeiro
Maio de 2017

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO POTENCIAL DE SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO A BASE DE HIDROGÊNIO UTILIZANDO ALGORITMOS
EVOLUCIONÁRIOS MULTIOBJETIVO

Lucas Lima Reis de Pinho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Dr. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

Prof. Marcos Pereira Estellita Lins, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MAIO DE 2017

Pinho, Lucas Lima Reis de

Avaliação da Produção de Hidrogênio a Partir de Excedentes de Energia Eólica Utilizando Algoritmos Evolucionários Multiobjetivo/ Lucas Lima Reis de Pinho. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2017.

XV, 219 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 182-200.

1. Sistemas de Armazenamento de Energia. 2. Eletrólise. 3. Penetração Eólica. 4. Otimização Multiobjetivo. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

*As coisas estão no mundo,
só que eu preciso aprender.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e minha irmã por todos os ensinamentos e suporte incondicional que permitiram que pudesse seguir meu caminho e expandir meus horizontes. São eles que me impulsionam a tentar me tornar uma pessoa melhor a cada dia que passa.

À Pollyana Quintella, a pessoa mais doce que já cruzou a minha vida. Foi ela quem acompanhou de perto os momentos de angústia e incerteza durante o período de mestrado e me acolheu com seu carinho e paciência. Hoje tem muito dela em mim e sou grato por isso.

A todos os meus amigos cariocas e maranhenses que estão nesta caminhada comigo faz um bom tempo. É um prazer compartilhar a vida com vocês.

Aos amigos feitos durante o mestrado no PPE e espero que carregue para a vida. Vocês tornaram esse percurso muito mais agradável, cada um com suas peculiaridades.

À equipe do Centro de Economia Energética e Ambiental (CENERGIA – COPPE) por todo o suporte e generosidade no acolhimento de novos pesquisadores. A união, empenho e postura de vocês são contagiantes.

Aos professores Alexandre Szklo e André Lucena pela orientação ao longo deste trabalho, pela dedicação com que fizeram suas contribuições e o incentivo que me foi dado. Também ao professor Roberto Schaeffer pelas oportunidades e ensinamentos transferidos.

Aos funcionários do Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE, especialmente para a Sandrinha pelo carinho e afeição no trato de questões cruciais para todos os mestrandos.

À FAPERJ e ao CNPQ pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE EXCEDENTES DE
ENERGIA EÓLICA UTILIZANDO ALGORITMOS EVOLUCIONÁRIOS
MULTIOBJETIVO

Lucas Lima Reis de Pinho

Maio/2017

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

A participação da energia eólica na matriz eólica na região Nordeste vem aumentando no decorrer dos últimos anos. A inserção em larga escala de energias renováveis variáveis (ERVs) pode incorrer em desencontros instantâneos entre geração e demanda. Sistemas de armazenamento de energia possivelmente terão um papel importante na integração de ERVs. Este estudo propõe o direcionamento de possíveis excedentes elétricos para a produção de hidrogênio através da eletrólise da água e posterior injeção na rede de gás natural, aproveitando-se dos gasodutos pré-existent no litoral nordestino. A modelagem do setor elétrico foi realizada baseada na expansão prevista da energia eólica na região de acordo com o Plano Decenal de Energia 2024. A análise técnico-econômica do desenvolvimento de sistemas de armazenamento a base de hidrogênio foi realizada buscando uma solução de compromisso entre o custo de produção do hidrogênio eletrolítico e os níveis de excedente elétrico. O primeiro estágio do modelo de otimização foi baseado em algoritmos evolucionários multiobjetivo para a alocação e dimensionamento do sistema de armazenamento, enquanto o segundo estágio utiliza programação linear inteira mista para simular a operação horária das plantas de eletrólise. Os resultados obtidos indicam um maior nível de energia eólica excedente no segundo semestre e a proeminência dos custos com eletricidade para produção do hidrogênio.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.)

ASSESSMENT OF HYDROGEN PRODUCTION FROM SURPLUS WIND ENERGY
USING MULTIOBJECTIVE OPTIMIZATION EVOLUTIONARY ALGORITHMS

Lucas Lima Reis de Pinho

May/2017

Advisors: Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

The share of wind power in the Northeast of Brazil has increased over the past years. High penetration of variable renewable energy (VRE) sources may incur in instantaneous mismatches between generation and demand. Energy storage systems may play an important role in wind power applications. This study proposes the utilization of possible power surpluses for the production of hydrogen by water electrolysis and subsequent injection into the natural gas grid, taking advantage of pre-existing pipeline infrastructures. The modeling of the power sector was based on the planned expansion of wind power in the Northeast of Brazil according to the Ten-Year Energy Expansion Plan 2024. The technical-economic analysis of the development of hydrogen-based storage systems was carried out seeking a compromise between the production cost of electrolytic hydrogen and the levels of energy curtailment. The first stage of the optimization model utilizes multiobjective evolutionary algorithms for the allocation and sizing of the storage system, while the second stage uses mixed integer linear programming to simulate the hourly operation of the electrolysis plants. The results indicate a higher level of wind curtailment in the second half of the year and the prominence of the electricity cost for the production of hydrogen.

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DO POWER-TO-GAS	13
2.1 – Produção de Hidrogênio via Eletrólise da Água	13
2.1.1– Fundamentos Termodinâmicos	20
2.1.2 – Fundamentos Eletroquímicos	30
2.1.3 – Eletrólise Alcalina	34
2.1.3 – PEM – Eletrólise a Membrana Polimérica	42
2.1.4 – Eletrólise a Óxido Sólido.....	49
2.2 – Armazenamento do Hidrogênio.....	53
2.3 – Transporte e Distribuição do Hidrogênio	56
3. ENERGIA EÓLICA E SUA PARTICIPAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE.....	63
3.1 – Tecnologia Eólica.....	63
3.1.1 – Aerogeradores de Velocidade Fixa	71
3.1.2 – Aerogeradores de velocidade variável.....	72
3.1.3 – Procedimentos de Rede	76
3.2 – Participação da energia eólica no subsistema Nordeste	86
3.3 – Perfil horário dos ventos.....	96
4. PROCEDIMENTO METODOLÓGICO.....	105
4.1 – Simulação horária do subsistema Nordeste diante da penetração esperada de energia eólica.....	107
4.1.1 - HOMER®	107
4.1.2 – Dados de Entrada.....	110
4.1.3 – Reserva Operativa	120
4.2 – Estrutura e Operação das Plantas de Eletrólise	128
4.2.1 – Otimização Multiobjetivo.....	131

4.2.2 – Restrições Associadas à Rede de Gás Natural.....	135
4.2.3 – Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio	142
4.2.4 – Custo de Armazenamento.....	149
4.2.5 – Formulação Matemática	152
5. Resultados e Discussões	164
Resultado Cenário A.....	173
Resultado Cenário B.....	174
Resultado Cenário C.....	175
Resultado Cenário D.....	176
6. CONCLUSÃO.....	178
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	182
ANEXO I: MAPA DO POTENCIAL ÉOLICO BRASILEIRO.....	201
ANEXO II: PERFIL HORÁRIO DA VELOCIDADE DOS VENTOS – LITORAL NORDESTE E BAHIA	202
ANEXO III: DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL.....	204
ANEXO IV: DADOS DE ENTRADA TÉCNICO-ECONÔMICOS DE DIVERSAS FONTES DE GERAÇÃO	206
ANEXO IV: ALGORITMOS GENÉTICOS	208
FUNÇÃO ADEQUABILIDADE	210
POPULAÇÃO	211
OPERADOR DE SELEÇÃO	212
OPERADOR DE CRUZAMENTO (<i>CROSSOVER</i>).....	213
OPERADOR DE MUTAÇÃO	215
ELITISMO	215
<i>NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM II</i>	215

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte no ano de 2014	2
Figura 1.2 – Crescimento do mercado de energia no SIN x energia armazenável máxima	4
Figura 1.3 – Aplicações de sistemas de armazenamento de energia para diferentes tecnologias	6
Figura 1.4 - Representação esquemática do Power To Gas (PtG).....	9
Figura 2.1 - Consumo estimado de hidrogênio por uso final até o fim de 2008	14
Figura 2.2 - Desenvolvimento histórico da tecnologia de eletrólise da água	16
Figura 2.3 - Configuração Unipolar do módulo de eletrólise.....	17
Figura 2.4 - Configuração Bipolar do módulo de eletrólise	18
Figura 2.5 - Figura ilustrativa do intervalo de operação da eletrólise em condições ambiente	22
Figura 2.6 – Efeito da temperatura sobre o consumo energético de uma reação eletrolítica ideal a pressão atmosférica.....	23
Figura 2.7 –Efeito da pressão sobre o consumo energético da reação eletrolítica a temperatura ambiente	24
Figura 2.8 - Efeito da pressão sobre a demanda elétrica da reação	26
Figura 2.9 - Efeito da pressão sobre o consumo energético total da reação.....	27
Figura 2.10 - Demanda energética para as 3 rotas de produção de H ₂ consideradas.....	29
Figura 2.11 – Distribuição dos sobrepotenciais em um eletrolisador do tipo PEM operando a 350 K	32
Figura 2.12 - Esquema do princípio de operação da eletrólise alcalina	36
Figura 2.13 - Representação esquemática do intervalo de densidade de corrente de operação de diferentes tipos de eletrólise	39
Figura 2.14 - Diferentes configurações para eletrólise alcalina	40
Figura 2.15 - Representação esquemática do princípio de operação da eletrólise do tipo PEM	44
Figura 2.16 - Decomposição dos custos típicos de uma unidade de eletrólise PEM	48
Figura 2.17 - Arranjo geométrico de um módulo de eletrólise PEM	48
Figura 2.18 - Representação esquemática da operação do SOE.....	50
Figura 2.19 - Comparação entre densidade energética em bases mássica e volumétrica do hidrogênio vs hidrocarbonetos.....	53
Figura 2.20 - Opções de menor custo de transporte de H ₂ de acordo com a distância e a quantidade.....	62

Figura 3.1 - Evolução da capacidade em termos da altura e comprimento das pás de aerogeradores comerciais	65
Figura 3.2 - Coeficiente de potência <i>versus</i> velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento incidente Fonte: Elaboração própria.....	68
Figura 3.3 - Coeficiente de potência C_p <i>versus</i> valor de <i>tip speed ratio</i> para diferentes valores de ângulo de passo Fonte: Elaboração própria	69
Figura 3.4 - Sistema de conversão de energia eólica calcado em SCIG com acoplamento direto à rede	72
Figura 3.5 - Esquema simplificado de conexão de um aerogerador do tipo DFIG à rede elétrica	74
Figura 3.6 – Esquema simplificado de conexão de um SCEE com velocidade variável e conversor de escala completa	75
Figura 3.7 - Curva de LVRT de acordo com o ONS.....	77
Figura 3.8 - Estatismo de geradores síncronos convencionais	82
Figura 3.9 - Impacto da participação de plantas eólicas na regulação primária de frequência	84
Figura 3.10 - Potência eólica contratada e preço médio via leilões de energia.....	86
Figura 3.11 - Evolução da capacidade eólica instalada.....	87
Figura 3.12 - Sistema Interligado Nacional (SIN).....	89
Figura 3.13 – Intercâmbio elétrico entre os subsistemas do SIN	90
Figura 3.14 - Perfil do atendimento à demanda elétrica da região Nordeste em 2015.....	92
Figura 3.15 - Fator de capacidade médio durante os meses do ano de 2015 para os estados do subsistema NE Fonte: ONS, 2015a	94
Figura 3.16 - Inserção da geração eólica no subsistema NE durante o ano de 2015.....	94
Figura 3.17 - Regiões delimitadas por similaridade dos regimes de vento de acordo com a EPE	98
Figura 3.18 - Perfil horário de velocidade dos ventos no Litoral Nordeste durante os meses de abril e outubro Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de EPE, 2016b.....	99
Figura 3.19 - Perfil horário de velocidade do vento da ZE Vale do São Francisco durante os meses de abril e outubro de 2014	100
Figura 3.20 - Comparação entre o perfil horário da geração eólica e a curva de carga típica do subsistema NE Fonte: Elaboração própria. A energia normalizada para a curva de carga típica foi obtida a partir de dados obtidos junto ao ONS	102

Figura 3.21 - Representação esquemática da estimativa de potência motorizável para o ano de 2014	103
Figura 3.22 – Comparação entre o fator de capacidade real verificado e estima do potencial passível de conversão eletromecânica	104
Figura 4.1 - Encadeamento de modelos do procedimento metodológico adotado.....	106
Figura 4.2 – Imagem dos diversos tipos de energia e recursos utilizados na otimização energética.....	109
Figura 4.3 - Disposição geográfica de UEE's com previsão de entrada em operação.....	112
Figura 4.4 - Proporcionalidade geográfica da capacidade eólica instalada após entrada em operação de empreendimentos previstos pelo BIG	112
Figura 4.5 - Representação esquemática dos principais empreendimentos hidrelétricos do subsistema NE	115
Figura 4.6 - Geração hidráulica média mensal do subsistema Nordeste entre 2013 e março de 2016	117
Figura 4.7 - Curva de carga horária diária na região Nordeste no dia 04/05/2016	118
Figura 4.8 - Curva de potência dos aerogeradores considerados	120
Figura 4.9 - Impacto da larga penetração de energia eólica sobre à curva de carga horária alocada às unidades de geração convencional.....	122
Figura 4.10 - Exemplificação das respostas primária e secundária de frequência diante de uma ocorrência no sistema	126
Figura 4.11 - Fronteira e Dominância de Pareto no espaço de soluções	132
Figura 4.12 – Malha de gasodutos de transporte na região Nordeste.....	136
Figura 4.13 - Influência da eletricidade no custo do hidrogênio	143
Figura 4.14 - Representação esquemática da construção do CNPH ₂	144
Figura 4.15 - Fluxo mássico do processo de eletrólise.....	145
Figura 4.16 – Fluxograma da injeção e armazenamento temporário de hidrogênio.	149
Figura 4.17 - Representação esquemática do método iterativo de solução	153
Figura 4.18 - Pseudocódigo do procedimento generalizado de algoritmos genéticos.....	154
Figura 4.19 – Codificação do AG adotada para solução do subproblema de investimento ...	158
Figura 4.20 - Fluxograma da metodologia proposta.....	163
Figura 5.1 - Perfil de geração anual resultante da simulação para o subsistema NE	164
Figura 5.2 - Complementariedade sazonal entre o regime hídrico e a geração de usinas eólicas	165

Figura 5.3 – Perfil de geração resultante da simulação nos meses de abril e outubro	167
Figura 5.4 - Ocorrência de excedentes elétricos para a simulação do subsistema NE	168
Figura 5.5 - Importação de energia elétrica do subsistema NE durante o período entre 2011 e 2015	169
Figura 5.6 - Evolução do PLD em cada subsistema entre 2015 e março de 2016	170
Figura 5.7 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário A	174
Figura 5.8 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário B	175
Figura 5.9 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário C	176
Figura 5.10 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário D	177

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Sumário de parâmetros da operação de eletrolisadores alcalinos comerciáveis (continua).....	34
Tabela 2.2 - Sumário de parâmetros da operação de eletrolisadores do tipo PEM (continua).	44
Tabela 2.3 - Sumário de parâmetros da operação de SOE's	52
Tabela 2.4 - Comparação entre características técnicas de modais de armazenamento (continua)	55
Tabela 2.5 - Aspectos de diferentes modais de transporte e distribuição de hidrogênio (continua)	59
Tabela 3.1 – Vantagens e desvantagens de SCEE's de velocidade fixa e variável	71
Tabela 3.2 – Fatores que impactam a performance de estabilidade de frequência	84
Tabela 3.3 - Capacidade instalada no subsistema Nordeste até fevereiro de 2016	92
Tabela 3.4 - Desagregação da capacidade eólica instalada no subsistema NE	93
Tabela 3.5 - Empreendimentos eólicos com construção iniciada na região Nordeste. Dados de março de 2016	95
Tabela 3.6 - Empreendimentos eólicos com construção não-iniciada na região Nordeste. Dados de março de 2016.....	95
Tabela 3.7 – Estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull para registros históricos entre julho de 2012 e março de 2013.....	104
Tabela 4.1 - Empreendimentos termelétricos com potência outorgada para o subsistema NE	110
Tabela 4.2 - Segmentação da capacidade instalada de acordo com o regime de ventos	111
Tabela 4.3 - Configuração após entrada de empreendimentos previstos. Dados de entrada para o modelo	113
Tabela 4.4 – Estimativa da densidade do ar nos estados sob o regime de ventos interioranos	114
Tabela 4.5 – Taxas de crescimento esperadas da carga de energia no período entre 2016-2020	119
Tabela 4.6 - Propriedades relacionadas ao riscos de incêndio e explosão	139
Tabela 4.7 – Principais gasodutos de transporte na região Nordeste	142
Tabela 4.8 - Expectativa de desenvolvimento do consumo elétrico para eletrólise alcalina e do tipo PEM.....	146

Tabela 4.9 - Expectativa do desenvolvimento dos custos de capital da eletrólise alcalina e tipo PEM.	147
Tabela 4.10 – Parâmetros de cálculo do trabalho de compressão	151
Tabela 4.11 - Parâmetros do sistema de armazenamento a base de tanques pressurizados ...	151
Tabela 5.1 – Parâmetros de simulação do problema mestre baseado em algoritmos genéticos	172

1. INTRODUÇÃO

A concentração de gases de efeito estufa (GEE) representa um grande risco ambiental ao ecossistema terrestre. O aumento vertiginoso do efeito de retenção do calor que emana da superfície terrestre observado desde 1750 é, em grande parte, explicado pelas emissões de GEE antropogênicos provenientes da queima de combustíveis fósseis desde a Revolução Industrial.

Neste contexto, urge a necessidade de ações de mitigação de impactos ambientais no sentido de alcançar um aumento de temperatura de até 2°C, em relação à era pré-industrial, em 2100. Em cenários de intensificação de emissões de GEE, a temperatura global pode exceder em até 4.8°C os valores relativos ao período de 1986-2005 (IPCC, 2013).

A *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) convocou os países-membros da ONU à apresentar suas *Intended Nationally Determined Contributions* (iNDC) na COP21, em Paris. As iNDC se referem às metas que cada nação pretende alcançar em termos de redução das emissões de GEE, estipuladas voluntariamente. As iNDC brasileiras¹ foram comunicadas ao Secretariado da UNFCCC, de forma que o Brasil se compromete a reduzir as emissões dos gases de efeito estufa em 37%² abaixo dos níveis de 2005, em 2025. Como contribuição indicativa subsequente, pretende reduzir em 43% em 2030, tendo como referência o mesmo ano base de 2005.

As medidas a serem tomadas para alcançar a meta brasileira estão expostas no documento oficial de disponibilidade pública³. Neste trabalho, serão focadas as pretensões associadas ao setor energético, em que se destacam (BRASIL, 2015):

- i. *aumentar a participação de bioenergia renovável sustentável na matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração) e aumentando a parcela de biodiesel no diesel;*
- ii. *no setor de energia, alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo:*

¹ Disponível em: http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf

² Utilizando a métrica *Global Warming Potential* com um horizonte temporal de 100 anos (GWP-100).

³ Disponível em: http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf

- expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para participação de 28% a 33% até 2030;
- expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

No ano de 2014, a parcela de fontes renováveis, além da hídrica, para a geração de energia elétrica atingiu o patamar de 9,3% do total, sendo 7,3% do montante gerado a partir de biomassa e 2,0% provenientes da energia eólica. A produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 12.210 GWh em 2014, equivalente a um aumento de 85,6% em relação ao ano de 2013 (EPE, 2015a). O gráfico da Figura 1.1 demonstra a oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil no ano de 2014.

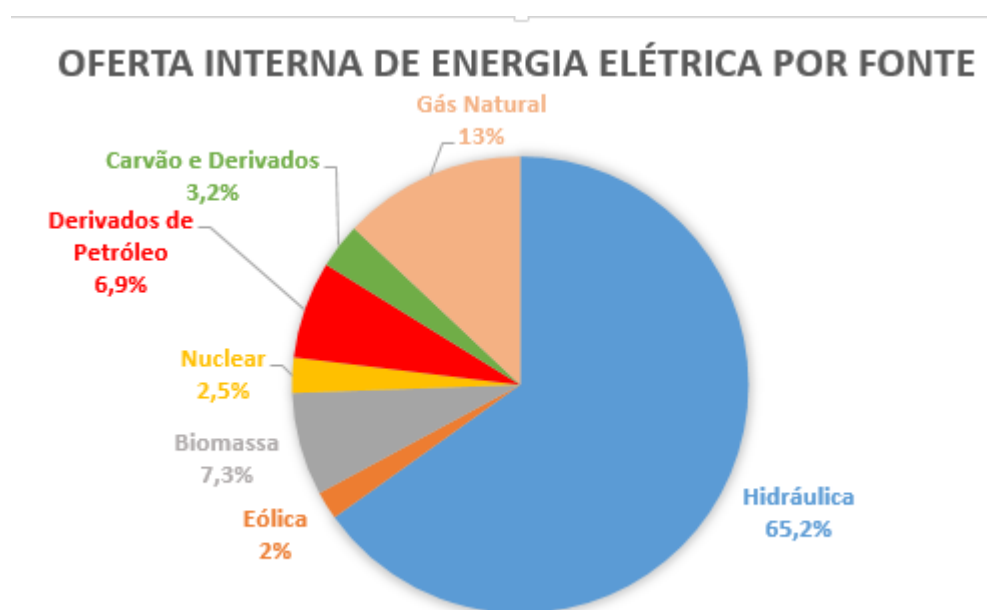


Figura 1.1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte no ano de 2014

Fonte: Adaptado do Balanço Energético Nacional 2015: Ano Base 2014⁴ (EPE, 2015)

⁴ Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf

Diante de tal panorama, é conspícuo o tamanho do desafio para obtenção da participação de até 23% de fontes renováveis não-hídricas na geração de energia elétrica até 2030. A penetração crescente de fontes intermitentes (eólica e solar) requer planejamento operacional devido ao caráter estocástico destes vetores. No sentido de ensejar a participação destas fontes, poderá ser necessária a formação de um sistema de armazenamento energético em larga escala para compensar flutuações de geração de potência e mitigar possíveis vertimentos de energia disponível em excesso (SCHIEBAHN et al., 2015).

A frente de tal desafio, a energia eólica na região Nordeste (NE) surge como um dos alicerces para o alcance da meta estipulada. O potencial eólico brasileiro já fora investigado no *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* (CEPEL, 2001). O estudo em questão utiliza um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica e uma base de dados geográficos e meteorológicos. A estimativa resultante é de um potencial de 143 GW para velocidades iguais ou superiores a 7 m/s a uma altura de 50 m e sem a possibilidade de geração *offshore*. Deste montante, 52,3% está localizado na região Nordeste, sendo equivalente a aproximadamente 75 GW. Ainda de acordo com CEPEL (2001), os litorais dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Piauí gozam de ventos médios anuais entre 6,0 a 9,0 m/s, enquanto em elevações Nordeste-Sudeste o valor médio da velocidade do vento varia entre 6,5 m/s e 8,0 m/s.

Concomitante ao aumento de capacidade instalada de energia eólica, observa-se uma tendência de inflexibilização da oferta de energia elétrica no Nordeste com a expansão do sistema hidrelétrico baseado em usinas fio d'água sem reservatórios de acumulação e a expectativa de construção de usinas nucleares na região (BORBA, 2012). Este quadro fomenta a necessidade de estudos de sistemas de armazenamento ou utilização de um possível excedente energético.

O gráfico da Figura 1.2 ilustra entre o crescimento da energia armazenável máxima no SIN e o crescimento do mercado de energia resultante das simulações realizadas no PDE 2024 (EPE, 2015b). Salta aos olhos o fato da variação do mercado (44,9%) ser muito maior que a variação da capacidade de armazenamento (0,91%). A maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias inexploradas, para as quais não há previsão de construção de usinas com reservatórios de regulação e, portanto, não constituem um acréscimo de energia armazenável para o sistema. Por exemplo, na UHE Santo Antônio a área alagada é de aproximadamente 0,09 km²/MW, UHE Jirau é de 0,08 km²/MW e 0,04 km²/MW para Belo Monte. Em contrapartida, a média nacional é de 0,49 km²/MW (BORBA et al., 2012).

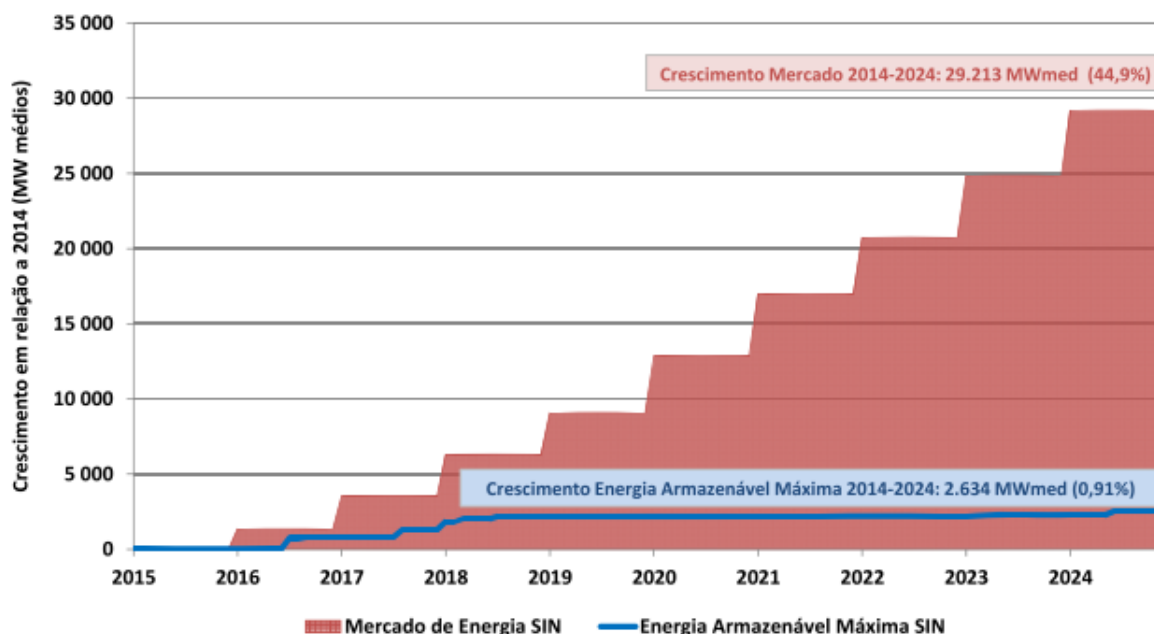


Figura 1.2 – Crescimento do mercado de energia no SIN x energia armazenável máxima

Fonte: EPE, 2015b

O não-aproveitamento integral da energia potencial dos ventos possível de ser convertida em energia elétrica⁵ pode ocorrer principalmente diante de condições de demanda reduzida, inflexibilidade operativa do sistema elétrico e restrições na transmissão da energia gerada. Em sistemas de potência com elevada penetração de fontes variáveis, o não-aproveitamento pode ser potencializado. Estudos realizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) projetam para o ano de 2050 o *curtailment* de aproximadamente 15 TWh a 140 TWh para parcelas de 30% e 90% de inserção de energias renováveis variáveis (ERV) no grid elétrico estadunidense, respectivamente (NREL, 2012a). Para o mesmo horizonte temporal, STRBAC et al., (2012) sugerem que 50-100 TWh podem não ser aproveitados no sistema elétrico do Reino Unido, dependendo da capacidade instalada de ERV.

LUND et al. (2015) expõem os aspectos de diversas medidas capazes de fornecer flexibilidade à sistemas elétricos de potência no suporte à acomodação de energias renováveis variáveis: robustecimento da infraestrutura de transmissão e realização de interligações entre diversas áreas, gerenciamento pelo lado da demanda (*Demand Side Management* – DSM),

⁵ Tal “desperdício” da energia potencial dos ventos é descrito na literatura pelo termo *curtailment*. Esta expressão será utilizada, ocasionalmente, ao longo desta dissertação.

usinas de geração flexíveis e mecanismos de mercados de energia elétrica. Os autores ressaltam a importância do armazenamento de energia elétrica para o aumento da flexibilidade de sistemas de potência, porém destacam que a complexidade do arcabouço regulatório para acomodação destas tecnologias de mercados de energia pode desencorajar investimentos.

A Agência Internacional de Energia sugere políticas que compensem monetariamente os diversos tipos de serviços que sistemas de armazenamento podem oferecer. Mecanismos de mercado em potencial englobam precificação em tempo real e remuneração por serviços ancilares. Nos EUA esforços têm sido realizados para incentivar o armazenamento, e.g através da abertura de mercados de energia para sistemas de armazenamento e permitindo que agentes vendam serviços ancilares além das grandes usinas de geração de energia elétrica (IEA, 2014).

DÍAZ-GONZÁLEZ et al. (2012) apresentam uma revisão compreensiva acerca de diferentes tipos de armazenamento de energia elétrica:

- i. Como energia potencial em reservatórios de hidrelétricas: usinas reversíveis (*Pumped Hydro Storage – PHS*);
- ii. Como ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage*);
- iii. Como energia eletroquímica em baterias;
- iv. Como energia cinética em volantes inerciais (*flywheels*);
- v. Em campos magnéticos por meio de indutores;
- vi. Em campos elétricos por meio de supercapacitores;
- vii. Como energia química na forma de hidrogênio (*Hydrogen-based Energy Storage Systems - HESS*).

Os autores destacam que sistemas de armazenamento podem ter um importante papel em sistemas com larga penetração de energia eólica, de forma que dependendo do meio de armazenamento utilizado podem desempenhar diversos serviços ancilares ao sistema elétrico de potência como: suavização das rampas de geração de sistemas de energia renovável, aumento da capacidade de manutenção de turbinas eólicas conectadas ao *grid* diante de grandes afundamentos de tensão, suporte de controle de tensão, seguimento de carga, *peak shaving*, redução do *curtailment*, armazenamento sazonal, redução de perdas econômicas decorrentes de erros de previsão dos níveis de geração de parques eólicos, entre outros (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012).

A adequação de cada sistema de armazenamento para cada tipo de funcionalidade depende fortemente do tempo de atuação e da sua capacidade de armazenamento. Sistemas baseados em dispositivos de rápida atuação como baterias, volantes inerciais e supercapacitores podem ser utilizados para suporte de reativo para controle de tensão, flutuações instantâneas de carga e aumento da capacidade de turbinas eólicas se manterem conectadas ao sistema diante de afundamentos de tensão. Porém, tais sistemas não gozam de grande capacidade de armazenamento em relação a sistemas baseados na produção de hidrogênio, CAES e usinas hidrelétricas reversíveis. Tais alternativas são mais adequadas para armazenamento sazonal e redução dos níveis de *curtailment* e consequente otimização do aproveitamento de recursos renováveis (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012). A Figura 1.3 sumariza as principais contribuições de cada modal de armazenamento diante da capacidade de armazenamento e o tempo de descarga.

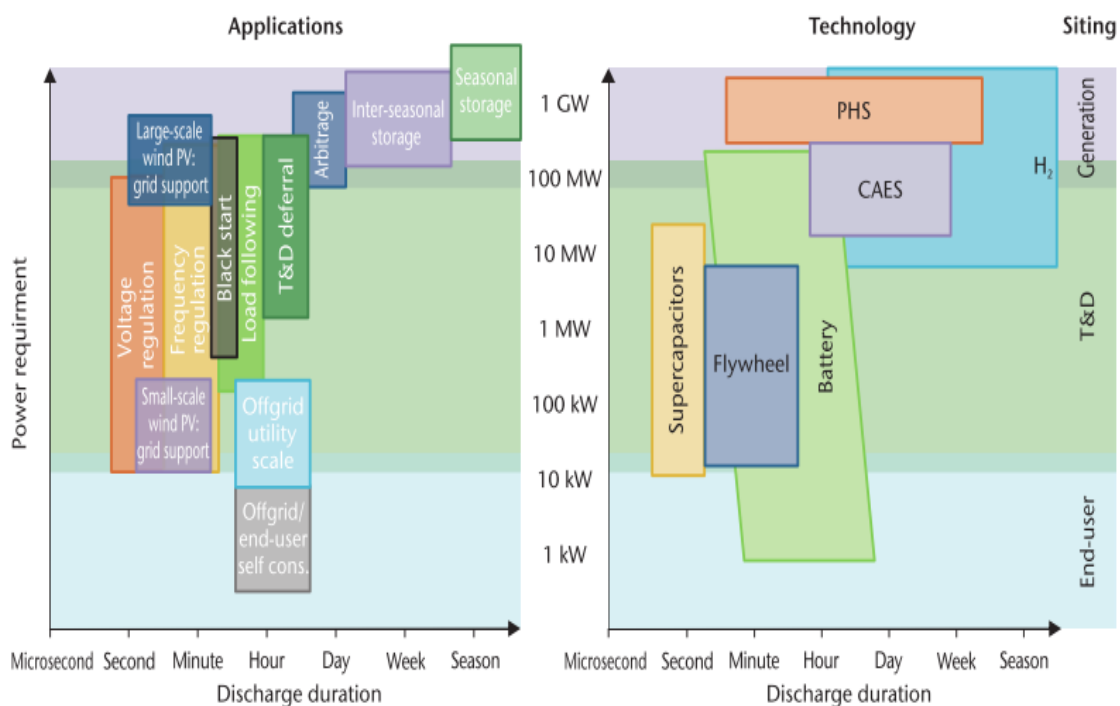


Figura 1.3 – Aplicações de sistemas de armazenamento de energia para diferentes tecnologias

Fonte: IEA, 2015a

A geração de H₂ enseja a integração do setor elétrico com diversos setores energéticos, possibilitando o escoamento de um possível excedente elétrico para diferentes demandas de

energia visando um aumento da eficiência energética global. As possíveis rotas para utilização de hidrogênio são:

- i. Injeção direta no *grid* de gás natural (*Power-To-Gas-to-Pipeline*): possibilita a utilização da infraestrutura pré-existente criando gás natural enriquecido com hidrogênio (GNEH). O GNEH pode ser vendido diretamente aos usuários de gás natural ou utilizado na geração de energia elétrica em turbinas a gás. Todavia, quantidade de gás hidrogênio injetável no gás natural é limitada por padrões específicos de cada país, sendo que em algumas nações europeias a percentagem volumétrica varia de 0 a 12% (NEWTON, 2014). Os principais aspectos restritivos são a velocidade laminar de chama, o índice de Wobbe e o número de metano⁶. Todos estes são analisados em ALTFELD e PINCHBECK (2013);
- ii. Geração de eletricidade (*Power-to-Gas-Eletricity*): utilização do H₂ para geração de eletricidade por meio de pilhas a combustível ou turbinas a gás. Enseja a produção de energia elétrica em momentos de elevada demanda a partir do H₂ gerado em instantes de menor carga. Esta rota apresenta a desvantagem de apresentar menor eficiência quando cotejada com outras formas de armazenamento direcionadas para a produção de eletricidade. Sua eficiência energética é de aproximadamente 42%, considerando as eficiências de 1ª lei de 60% e 70% da pilha a combustível e da eletrólise, respectivamente (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012);
- iii. Utilização como insumo em processos industriais: o hidrogênio pode ser monetizado ao ser vendido como insumo, principalmente para indústrias de amônia e refinarias. O H₂ é insumo fundamental para produção do amoníaco ao reagir com o N₂, enquanto nas refinarias é largamente utilizado no processos de hidrorrefino, para produção de derivados de petróleo com especificação mais restrita de qualidade. A principal via de H₂ destes setores é a reforma a vapor de metano ou nafta, de origem fóssil. Portanto, a utilização de hidrogênio proveniente de excedente elétrico de fonte renovável seria favorável a um setor industrial menos carbono-intensivo;

⁶ Estes parâmetros técnicos serão aprofundados no Capítulo 5.

- iv. Destinado à produção de substituto de gás natural (SGN): outra rota possível inclui uma etapa *a posteriori* de metanação, em que o hidrogênio proveniente da eletrólise reage com dióxido de carbono (CO₂) ou monóxido de carbono (CO) para formação de metano (CH₄). Esta alternativa enseja o vínculo entre os setores elétricos e o *grid* de gás natural, apresentando a vantagem de já poder usufruir de uma estrutura pré-existente de transporte e distribuição para um metano sintético proveniente de energia renovável, além de fornecer uma possibilidade de aproveitamento de CO₂ diante da alternativa de sua captura;
- v. Utilização como combustível de mobilidade: permite o vínculo do setor elétrico ao setor de transportes. O hidrogênio gerado pode abastecer veículos por meio de pilhas a combustível ou Gás Natural Veicular (GNV). A segunda opção se ramifica entre as possibilidades de utilização do SGN de metanação ou a injeção direta do H₂ no gás natural. A última via apresenta a restrição de que o hidrogênio interage com o aço dos atuais tanques de GNV causando empoamento e possível fratura da estrutura. De acordo com a UNECE⁷, o H₂ deve ser limitado em 2% em caso de utilização de tanques de aço (ALTFELD e PINCHBECK, 2013).

Tais alternativas de utilização do hidrogênio são sumarizadas na Figura 1.4.

⁷ United Nations Economic Commission for Europe.

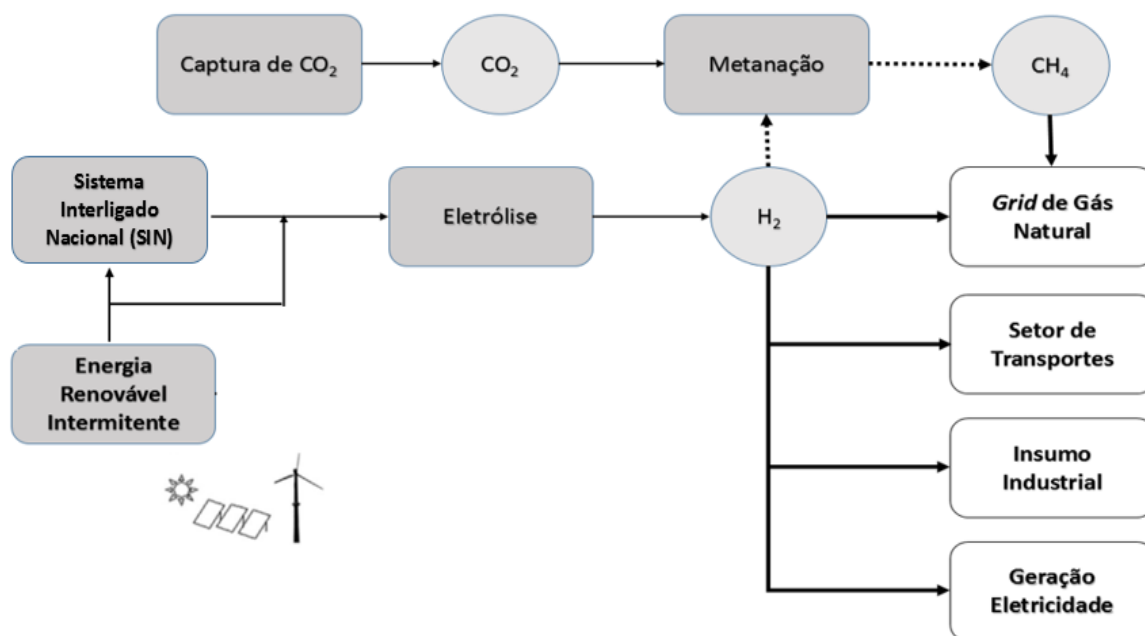


Figura 1.4 - Representação esquemática do Power To Gas (PtG)

Fonte: Adaptado de REITER e LINDORFER, 2015

Sistemas de armazenamento à base de hidrogênio apresentam um enorme potencial para aplicações de armazenamento a longo prazo e de grande quantidade, de forma que representa uma alternativa para a integração de energias renováveis variáveis. Todavia, a implementação de sistemas de armazenamento dependem fortemente da viabilidade econômica de tais projetos. Os maiores desafios acerca da utilização do conceito de HESS estão relacionados às incertezas sobre sua sustentabilidade financeira devido aos elevados custos do sistema e à sua eficiência (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012). Em contrapartida, os diversos avanços tecnológicos e a expectativa de redução dos custos apresentados ao longo do Capítulo 2 desta dissertação vem fomentando diversos estudos e iniciativas práticas experimentais da utilização do hidrogênio associado à plantas de energia renovável variável.

GUTIÉRREZ-MARTÍN e GUERRERO-HERNÁNDEZ (2012) simulam diferentes cenários de demanda e portfólios de geração para avaliar o papel da produção de hidrogênio no gerenciamento de excesso de energia gerada por fontes renováveis no sistema de potência da Espanha. KÖTTER et al. (2015) investigam o papel do Power-To-Gas para alcançar um sistema

com 100% de energias renováveis na Alemanha dentro do escopo do *Energiewende*⁸. Os autores utilizam um modelo de otimização detalhado com os custos de diversas tecnologias de geração e armazenamento utilizados dados reais de uma região da Alemanha. Os autores concluem ser possível atender 100% da demanda somente a partir de energias renováveis e a implementação de PtG reduz em até 10% o custo nivelado total do sistema.

VANDEWALLE et al. (2015) construíram um modelo de otimização baseado em programação linear inteira mista para avaliar os efeitos e as interações entre os mercados de energia elétrica, gás natural e dióxido de carbono diante da implementação de usinas de geração de metano sintético a partir de hidrogênio produzido em momentos de excesso de oferta de energia solar na Bélgica. Dentre algumas conclusões, os resultados indicam uma redução dos níveis de importação de gás natural decorrente da produção de metano sintético e o papel das unidades de eletrólise como agentes marginais na formação dos preços de mercado de energia elétrica cuja variação negativa é relativamente amortecida em períodos em que a geração fotovoltaica supera a demanda.

AGUADO et al. (2009) elaboraram uma ferramenta de apoio à tomada de decisão em sistemas híbridos eólica-hidrogênio. Para diferentes perfis de atividade dos ventos e cenários de demanda elétrica, o *software* é capaz de otimizar a produção de energia elétrica via turbinas eólicas ou direcionamento para tanques de armazenamento de hidrogênio e posterior produção de eletricidade via pilhas a combustível.

SAMSATLI et al. (2015) desenvolveram um modelo multiperíodo e com distribuição espacial para avaliar o potencial de descarbonização do setor de transporte urbano do Reino Unido a partir da geração eólica associada à produção de hidrogênio. Os resultados indicam que toda a demanda britânica por mobilidade poderia ser atendida através de uma expansão e operação apropriada de uma rede de geração eólica *on-shore*, unidades de armazenamento e abastecimento de hidrogênio.

QADRAN et al. (2015) investigaram o papel da injeção de hidrogênio na rede de gás natural do Reino Unido para o aumento da flexibilidade do sistema de potência e a capacidade de absorção de excesso de eletricidade em momentos de elevada geração de energias renováveis. Os autores incorporam eletrolisadores acoplados à rede de gás natural existente

⁸ Programa alemão de políticas energéticas focadas na transição para uma oferta de energia com baixo carbono, confiável e economicamente viável. Maiores informações: <http://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/energy-transition.html/>

como uma tecnologia disponível em um modelo de otimização da operação conjunta do setor elétrico britânico e da rede de gás natural. O modelo foi utilizado para determinar o custo mínimo de atendimento da demanda por eletricidade e gás natural em dias típicos de baixa e elevada demanda e com larga penetração de energia eólica. Os benefícios da injeção de hidrogênio na rede de gás natural foram avaliados para diferentes níveis aceitáveis de injeção direta.

Os resultados obtidos em QARDAN et al. (2015) mostraram que a produção de hidrogênio eletrolítico pode reduzir substancialmente os níveis de *curtailment* do sistema elétrico britânico em cenários de alta penetração de energia eólica e reduzir os custos totais de operação do sistema. Grande parte da energia eólica que não poderia ser aproveitada é resultante da baixa demanda nas primeiras horas do dia, o congestionamento de linhas de transmissão ligando as regiões norte-sul e devido à inflexibilidade de usinas nucleares. Os autores apontam a região norte do Reino Unido como propícia para implementação de eletrolisadores devido ao potencial eólico da região e a existência de uma rede de gás natural na região. A redução dos custos para os cenários de baixa e elevada demanda variam entre 7% e 8% dos custos totais sem a implementação do PtG. Em cenários de baixa demanda e sem limitação à injeção de hidrogênio, a demanda dos eletrolisadores atinge cerca de 12 GW e reduzir em até 62% os níveis de *curtailment*.

GUANDALINI e CAMPANARI (2015) elaboram um modelo calcado em programação linear inteira mista para avaliar a operação ótima do ponto de vista econômico de um parque eólico associado a um eletrolisador que opera injetando hidrogênio na rede de gás natural diante de flutuações da demanda e variações do preço da eletricidade. Mais uma vez, os limites técnicos de injeção direta são restrições do modelo de operação. A simulação é realizada em base horária assumindo previsões e perfis de geração reais de um parque eólico de 30 MW juntamente com preços reais de mercados de energia elétrica e produção de gás natural na Itália. Os resultados apontam que a utilização deste sistema híbrido de energia permite uma redução de até 80% do *curtailment*.

Esta dissertação visa avaliar o potencial técnico e econômico de desenvolvimento de sistemas de injeção de hidrogênio na malha de gás natural na região Nordeste do Brasil diante da penetração em larga escala da energia eólica. Tal região é escolhida justamente pelo fato de gozar uma infraestrutura pré-existente de gás natural e apresentar o maior potencial de geração eólica em solo brasileiro. Para tal objetivo foi elaborado um modelo de otimização em 2 estágios calcado em algoritmos evolucionários multiobjetivo e programação linear inteira mista para

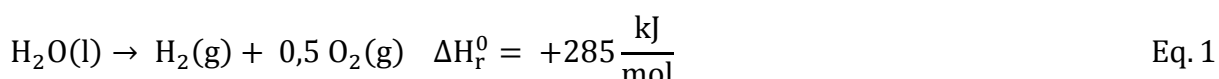
avaliar o potencial de redução do *curtailment* de energia eólica na região e os custos nivelados de produção do hidrogênio eletrolítico para operação otimizada dos eletrolisadores. Análises de sensibilidade também foram realizadas para os diversos aspectos técnicos e econômicos que refletem as maiores incertezas na viabilidade econômica de sistemas de armazenamento à base de hidrogênio.

Este estudo está estruturado da seguinte forma:

- i. O Capítulo 1 apresenta as motivações e revisão da literatura acerca de sistemas de armazenamento à base de hidrogênio;
- ii. O Capítulo 2 apresenta os aspectos técnicos e econômicos da produção, transporte e armazenamento de hidrogênio, assim como os principais avanços tecnológicos e as expectativas de redução de custos da produção de hidrogênio devido às curvas de aprendizado tecnológico;
- iii. O Capítulo 3 apresenta uma revisão da tecnologia de geração eólica e os desafios da integração de energias renováveis variáveis em sistemas de potência. Neste capítulo também está presente uma breve contextualização e o histórico da evolução da energia eólica na região Nordeste;
- iv. O Capítulo 4 apresenta a metodologia adotada nesta dissertação, apresentando os dados de entrada e a formulação matemática do modelo elaborado em 2 estágios;
- v. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos e as análises de sensibilidade realizadas;
- vi. O Capítulo 6 expõe as conclusões obtidas, limitações da modelagem matemática realizada e potenciais estudos futuros a serem realizados.

2. ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DO POWER-TO-GAS

O processo consiste na conversão da energia elétrica em hidrogênio e oxigênio (Eq. 1) a partir da eletrólise da água. É uma reação eletroquímica que pode ser analisada em 2 etapas. No polo carregado negativamente (catodo) ocorre a reação de redução (Eq. 2) e formação do hidrogênio. Já no polo carregado positivamente (ânodo) verifica-se geração de O₂ em uma reação de oxidação (Eq. 3).



Este capítulo trata de uma revisão literária dos aspectos técnico-econômicos das etapas basilares da cadeia do PtG, exclusive o uso final. A finalidade é expor o atual estado da arte da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio, assim como lançar luz sobre os principais desafios, metas e projeções para a consolidação do H₂ como um importante ator no processo de descarbonização da matriz energética. A revisão literária é realizada com ênfase na etapa de produção de hidrogênio, reconhecida como o estágio mais custoso do processo (GENOVESE et al., 2009; DOE, 2013; IEA, 2015).

2.1 – Produção de Hidrogênio via Eletrólise da Água

Apesar de ser o elemento mais abundante na natureza, o hidrogênio não pode ser encontrado em seu estado puro, exigindo uma etapa *a priori* de produção antes de ser destinado ao uso final, amplamente dominado para síntese de amônia e hidrotratamento em refinarias de petróleo

(Figura 2.1). A favor de seu desenvolvimento como um vetor energético, o hidrogênio se destaca pela possibilidade de sua produção utilizando uma miríade de fontes de energia primária.

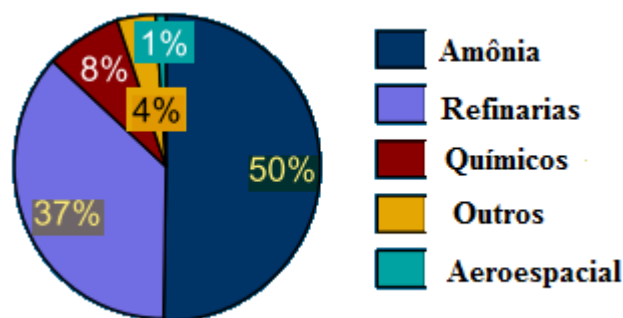


Figura 2.1 - Consumo estimado de hidrogênio por uso final até o fim de 2008

Fonte: Adaptado de DECOURT et al., 2014

As opções de geração através de energia primária fóssil envolve processos termoquímicos na presença de catalisadores. Tais processos são comercialmente disponíveis, em especial a reforma a vapor de gás natural que se destaca como uma opção madura. Esta rota é responsável por cerca de 48% da produção de hidrogênio no cenário mundial, enquanto 30% provém de frações pesadas de petróleo em refinarias, 18% de gasificação de carvão e 4% da eletrólise da água (DECOURT et al., 2014). A liderança da reforma de gás natural pode ser explicada pelo baixo custo do processo, oscilando entre 1-3 euros por quilograma de hidrogênio (URSUA et al., 2012). A fonte primária nuclear atrai interesse devido a possibilidade do aproveitamento do calor de alta qualidade no processo de eletrólise do vapor d'água, de forma que altas temperaturas favorecem termodinamicamente o processo, reduzindo a fração necessária de energia elétrica para separação da molécula de água (GANDÍA et al., 2013), como será visto mais adiante neste capítulo.

No tocante às fontes primárias renováveis, a eletrólise se destaca como o método mais importante de obtenção de hidrogênio a partir da eletricidade (URSUA et al., 2012), constituindo uma tecnologia estabelecida, que consiste na geração de H₂ e oxigênio mediante aplicação de uma corrente elétrica contínua na água, promovendo sua disassociação. O hidrogênio gerado pode atingir níveis de pureza de até 99,999% depois de seco e purificado. A

pureza do H₂ eletrolítico é uma grande vantagem em relação aos processos que utilizam fontes fósseis, principalmente em aplicações que exigem níveis elevados de especificação, como a utilização em pilhas a combustível de baixa temperatura. Dependendo do tamanho dos sistemas de eletrólise, os custos de produção variam entre 3 – 15 euros por quilograma de hidrogênio (URSUA et al., 2012).

Tratando-se de um vetor energético, a pegada (*footprint*) de carbono do hidrogênio produzido irá depender da fonte de energia primária utilizada a montante da etapa de produção. Neste aspecto, o H₂ proveniente de eletricidade renovável tem uma larga vantagem em relações às fontes fósseis. Para o caso de produção centralizada de hidrogênio com eletrolisadores conectados ao sistema de transmissão, a quantidade de emissões de GEE irá depender do fator de emissão do *grid* elétrico de cada região.

Para fins de uma breve contextualização histórica, a primeira ação lograda de separação das moléculas de água via eletricidade data de 1800, sendo realizada pelos cientistas ingleses William Nicholson e Anthony Carlisle. A Lei de Faraday foi formalizada por Michael Faraday entre 1833-1834, porém somente cerca de 100 anos depois eletrolisadores passaram a ser desenvolvidos em escala industrial em países onde a energia hidrelétrica era barata e abundante (MILLET e GRIGORIEV, 2013).

Em 1927, a empresa norueguesa *Norsk Hydro* desenvolveu o primeiro eletrolisador alcalino para a síntese de amônia e, em 1939, a primeira planta com capacidade de 10.000 Nm³/h de H₂ já entrava em operação. A partir de 1966 e 1972 se iniciam o desenvolvimento de eletrólitos sólidos a base de polímeros pela *General Electric Co*, e de óxidos sólidos, respectivamente (MILLET e GRIGORIEV, 2013). Ao longo da última década, o vertiginoso aumento da capacidade instalada de fontes renováveis variáveis de energia elétrica tem fomentado as iniciativas em pesquisa e desenvolvimento de eletrolisadores avançados (DECOURT et al., 2014). A Figura 2.2 sumariza a linha cronológica do desenvolvimento da eletrólise da água.

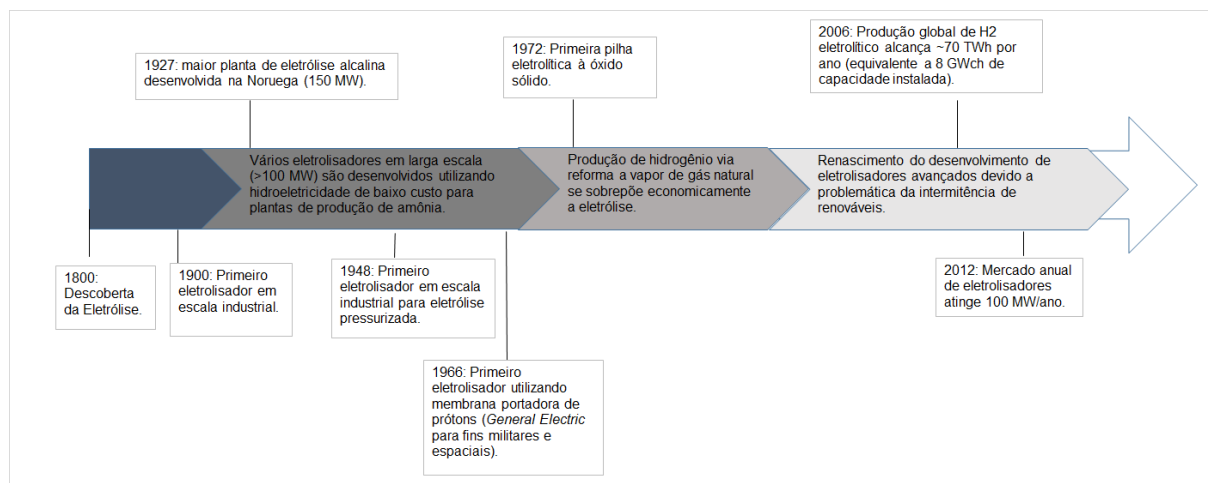


Figura 2.2 - Desenvolvimento histórico da tecnologia de eletrólise da água

Fonte: Adaptado de DECOURT et al., 2014

O aumento da penetração de fontes estocásticas requer plantas de eletrólise mais flexíveis e com menores custos de investimento, de forma que sejam capazes de fornecer benefícios ancilares caros ao sistema elétrico de potência (SEP), como por exemplo a monetização de possíveis excedentes elétricos temporários. O cenário atual de eletrólisadores comercializáveis apresenta custos de investimento em torno de US\$ 800/kW_{ch}⁹, maiores eficiências alcançam 78% em Poder Calorífico Superior (PCS) do hidrogênio e em termos de flexibilidade, apresentam uma curva de tomada de carga de ~10-100% em cerca de 1 segundo (BERTUCCIOLI et al., 2014; DECOURT et al., 2014).

Geralmente, as maiores plantas de produção de hidrogênio eletrolítico estão historicamente localizadas próximas à fontes de hidroeletricidade de baixo custo. Estas plantas foram desenvolvidas para operar continuamente em condições de carga nominal, priorizando eficiência em detrimento de custos de capital e flexibilidade (DECOURT et al., 2014). Os principais exemplos são as plantas da *Asea Brown Boveri* (ABB) instalada em 1960 em Aswan (Egito) e com capacidade de produção de 22.000 Nm³/h e a planta de Ryukan (Noruega) com capacidade de 27.900 Nm³/h instalada pela *Norsk Hydro* em 1965. Plantas de eletrólise em larga escala também foram instaladas em Trail (1939, Canada), Cuzco (1958, Peru), Nangal (1958, Índia) e Alabama (1971, USA) (URSUA et al., 2012).

⁹ Wh_{ch}: referente à energia química; Wh_e: referente à energia elétrica e Wh_{th}: referente à energia térmica. Estas grandezas serão tratadas desta forma ao longo da dissertação.

Na operação de um eletrolisador, o fornecimento de tensão e corrente é feito através de eletrodos, entre os quais existe um meio condutor iônico (eletrólito) que pode ser líquido – solução eletrolítica, sal fundido- ou sólido – membranas de ácidos sólidos, cerâmicas permiônicas (SILVA, 2003). Os elétrons são “liberados” da superfície dos eletrodos através dos íons, gerando um sistema multifásico – gás, líquido e sólido. Estes eletrodos devem ser resistentes à corrosão, obter uma boa condutividade elétrica e propriedades catalíticas favoráveis, além de possuir boa integridade estrutural e não devem reagir com o eletrólito.

Uma pilha eletrolítica ainda requer a implementação de um diafragma capaz de evitar a recombinação do hidrogênio e oxigênio formados nos eletrodos. Este componente deve apresentar resistência elétrica de modo a evitar curto-circuitos entre os eletrodos e elevada condutividade iônica. Não obstante, devem possuir boa estabilidade física e química e resistência mecânica (URSUA et al., 2012).

Existem duas configurações básicas para módulos de eletrólise: unipolar (eletrolisadores tipo tanque) ou bipolar (eletrolisadores tipo filtro-prensa). Ambos os tipos de eletrolisadores são compostos por pilhas eletrolíticas individuais justapostas, catodo e anodo intercalados, ligadas em paralelo no tipo unipolar e em série no tipo bipolar (SILVA, 2003). Ambas as configurações estão representadas nas Figura 2.3 e Figura 2.4.

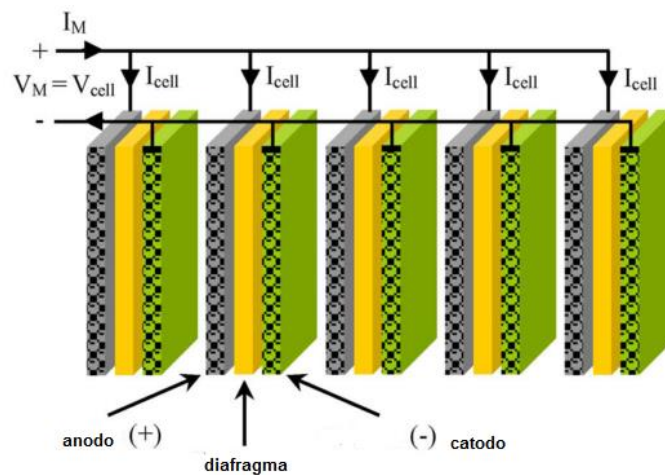


Figura 2.3 - Configuração Unipolar do módulo de eletrólise

Fonte: URSUA et al., 2012

Na configuração unipolar, a tensão do módulo é igual a tensão entre os pares individuais de eletrodos. A corrente I_M de entrada no módulo de eletrólise é igual à soma de todas as

correntes I_{CELL} que percorrem cada uma das pilhas eletrolíticas. Todos os eletrodos estão sobre um único potencial, daí o nome unipolar.

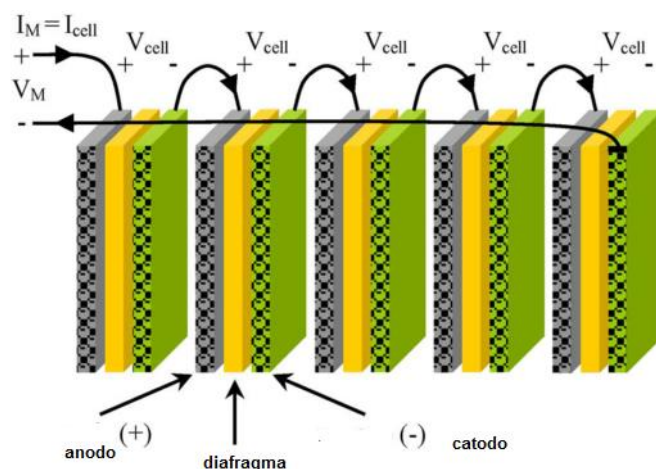


Figura 2.4 - Configuração Bipolar do módulo de eletrólise

Fonte: URSUA et al., 2012

Na configuração bipolar, somente os eletrodos localizados nas extremidades do módulo eletrolítico estão em contato direto com os terminais de fornecimento da corrente contínua (*Direct Current*, DC). A tensão do módulo é igual ao somatório das tensões de cada pilha eletrolítica.

De acordo com URSUA et al. (2012), cada configuração tem suas vantagens e desvantagens. Módulos monopolares requerem tensão de fornecimento reduzida, entre 1,9 – 2,5 V, e correntes que podem alcançar o patamar de milhares de ampères dependendo da taxa de produção de hidrogênio. Na configuração bipolar, o nível de tensão irá depender da quantidade de pilhas eletrolíticas conectadas em série, podendo atingir centenas de volts para tensões entre anodo e catodo de 1,7 V a 1,9 V. A conexão em série das pilhas garante uma demanda de corrente elétrica significativamente inferior para a mesma taxa de produção de hidrogênio na configuração monopolar. Tal fato incorre em menores perdas ôhmicas, sendo um dos motivos pelo qual grande partes dos produtores têm considerado a utilização de módulos bipolares como mais adequado para a produção de hidrogênio.

Uma planta de eletrólise é constituída pelos módulos de eletrólise e equipamentos auxiliares (*Balance Of Plant*, BOP). Unidades de produção em larga escala geralmente optam

por conectar múltiplos módulos em paralelo, em detrimento de um único *stack*¹⁰ de capacidade equivalente. Esta medida é tomada no sentido de reduzir os custos de capital com BOP - de aproximadamente 45% da planta para um único módulo para 35% na configuração dos *stacks* em paralelo (DECOURT et al., 2014). Os equipamentos adicionais que constituem os custos do BOP são necessários para o resfriamento, purificação, compressão e armazenamento dos gases produzidos (H_2 e O_2), além dos *hardware* de controle e condicionamento do *input* de potência elétrica e tratamento da água. SILVA (2003) descreve alguns dos componentes mais importantes de uma planta de eletrólise da água:

- *Retificador*: elemento de eletrônica de potência responsável por converter a corrente alternada (AC) em corrente contínua (DC). O seu dimensionamento depende da capacidade de produção da planta, do tipo de eletrolisador e da tensão da rede. A corrente é conduzida ao eletrolisador por meio de barras de cobre achatadas, sendo esta geometria necessária a fim de evitar o excesso de aquecimento do barramento na ocorrência de altas correntes. São acoplados ao retificador outros componentes como disjuntores, transformadores e sistemas de controle, visando a alimentação de corrente e tensão adequada para o processo de eletrólise e o controle da taxa de produção de hidrogênio. Para o caso de produção de hidrogênio eletrolítico integrada a painéis fotovoltaicos (geram em corrente contínua), a etapa de retificação não é necessária.

- *Deionizador ou desmineralizador*: a água consumida durante a eletrólise tem que ser reposta constantemente, sendo o consumo de aproximadamente $1,0 \text{ L/m}^3$ de H_2 produzido, levando-se em conta as perdas por evaporação. A água deve atingir alta pureza para evitar problemas de corrosão e acúmulo de substâncias indesejáveis no interior do eletrolisador.

- *Sistemas de purificação*: os tipos e quantidades de impurezas dependem do processo de produção, da temperatura e pressão de operação das células. Os contaminantes mais comuns no hidrogênio eletrolítico são a água arrastada junto com o gás e o oxigênio proveniente da dissolução do O_2 no eletrólito (SOUZA, 2009). Além desses, podem aparecer outros devido à forma de armazenamento: quando em gasômetros de selo d'água pode ocorrer, principalmente, a difusão de nitrogênio do ar para o hidrogênio. São comumente utilizados purificadores catalíticos e secadores mecânicos de gás.

- *Armazenamento*: irá depender da pressão em que ocorre a eletrólise. Eletrolisadores pressurizados comerciais alcançam correntes de saída de H_2 de até 30 bar. Caso o sistema inclua

¹⁰ Denominação na literatura internacional de um conjunto de pilhas. Sinônimo do termo módulo utilizado neste estudo.

armazenamento de longo prazo em elevada pressão, o hidrogênio deve ser comprimido utilizando compressores de um único estágio ou multi-estágio. A compressão em mais de uma etapa deve ser implementada para gases de saída de pressão muito reduzida, evitando a geração de calor inerente da compressão. No caso do gás de alta pureza, os compressores de diafragma são aconselháveis.

Sistemas calcados em eletrólitos alcalinos (geralmente soluções de KOH 30% (m/m)) ainda necessitam de estágios de resfriamento e separadores (*scrubbers*) para recirculação do eletrólito ao sistema de alimentação de água. Devido à produção de gases ocorrem dois fatores que alteram a concentração do eletrólito: perda de água por decomposição e evaporação da solução devido à temperatura de operação do eletrolisador. Em unidades de grande porte emprega-se um sistema de circulação em que o eletrólito é continuamente filtrado e corrigido (SOUZA, 2009).

Para pilhas de eletrólise da água, os três principais tipos se diferem pelo tipo de eletrólito utilizado. Estes são:

- I. Solução Alcalina (*Alkaline Electrolyzers*, AEL);
- II. Membrana Polimérica Condutora Protônica (*Proton Exchange Membrane*, PEM);
- III. Óxido Sólido (*Solid Oxide Electrolyzers*, SOE).

Os três tipos de eletrólise serão devidamente pormenorizados ainda neste capítulo.

2.1.1– Fundamentos Termodinâmicos

O princípio básico da eletrólise da água é a conversão de energia elétrica e térmica em energia química armazenada na forma de hidrogênio. Em condições padrão (298 K, 1 bar), a reação de separação da água é regida pela Eq. 1. Assumindo que a reação ocorre a pressão e temperatura constantes (MILLET e GRIGORIEV, 2013), então:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad \text{Eq. 4}$$

onde ΔH em J/mol é a variação de entalpia da reação. ΔS em J/mol/K é a variação de entropia da reação e é positiva, uma vez que 1 mol de água se desassocia em 1,5 moles de gases. ΔG em J/mol é a variação da energia livre de Gibbs. Este parâmetro tem valor positivo até cerca de 2.250 °C – patamar a partir do qual o segundo termo do lado direito da Eq. 4 se torna

predominante. O valor positivo da energia livre de Gibbs evidencia o caráter não-espontâneo da reação e representa a quantidade de energia elétrica que deve ser alimentada à pilha eletrolítica em adição à parcela de energia térmica $T\Delta S$. Nas condições normais de temperatura e pressão T^0, p^0 (25°C, 1 atm): $\Delta G^0 = 237,23 \text{ kJ/mol}$ (2,94 kWh/Nm³), $\Delta H^0 = 285,83 \text{ kJ/mol}$ (3,54 kWh/Nm³) e $\Delta S^0 = 163,09 \text{ J/mol/K}$ (MILLET e GRIGORIEV, 2013). Caso a eletrólise seja conduzida em temperaturas $T > 298\text{K}$ e a pressão $P > 1 \text{ bar}$, a energia total requerida deve incluir o montante de energia necessário para aumentar a temperatura da entrada de água a T e elevar sua pressão de 1 atm até P . O total de energia pode ser expresso em termos de energia (J) ou tensão elétrica (V) utilizando o fator de conversão $nF=1,93 \text{ kJ}/(\text{mol} \cdot \text{V})$. F é a constante de Faraday referente à carga em um mol de elétrons (96.485 C/mol) e n é o número de mols de elétron transferidos por mol de hidrogênio – igual a 2 segundo Eq. 2 (LEROY et al., 1980).

A tensão reversível (V_{rev}) da pilha eletrolítica é equivalente a menor tensão requerida para que a eletrólise ocorra. Pode ser expressa em termos da energia livre de Gibbs através da Eq. 5. O trabalho elétrico utilizado na eletrólise de 1 mol de água nas CNTP é exposto na Eq. 6, por simples manipulação algébrica. Em um processo adiabático, sem participação da parcela térmica $T\Delta S$ em que toda energia necessária para a eletrólise é fornecida pela eletricidade, a tensão mínima é denominada potencial termoneutro (*thermoneutral voltage*, V_{tn}). Em um processo eletrolítico ideal, V_{tn} seria igual ao potencial entálpico V_H conforme a Eq. 7, uma vez que toda energia elétrica é igual à variação de entalpia.

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{nF} \quad \text{Eq. 5}$$

$$\Delta G = nFV_{rev} \quad \text{Eq. 6}$$

$$V_H = \frac{\Delta H}{nF} \quad \xrightarrow{\text{processo ideal}} \quad V_{tn} = V_H \quad \text{Eq. 7}$$

Todavia, em um processo real de eletrólise ($V_{tn} > V_H$) há formação de irreversibilidades termodinâmicas, principalmente a formação de vapor d'água presente nas correntes de saída de hidrogênio e oxigênio e o fato de que a reação não é adiabática devido perdas de calor por convecção e radiação (DIEGUEZ et al., 2008). A partir dos valores de ΔG^0 e ΔH^0 , os valores dos potenciais reversível e termoneutro nas CNTP são: $V_{rev} = 1,23 \text{ V}$ e $V_{tn} = 1,48 \text{ V}$.

Quando a diferença de potencial entre os terminais de uma pilha eletrolítica são inferiores a V_{rev} , a energia fornecida não é suficiente para romper a barreira energética da não espontaneidade da reação. Na condição de uma tensão de alimentação $V_{rev} < V < V_{tn}$, a eletrólise se torna viável com aporte de energia térmica. Com alimentação em patamares superiores ao potencial termoneutro, a reação se torna exotérmica e calor é liberado para as vizinhanças do sistema. A produção do hidrogênio é diretamente proporcional à corrente através dos eletrodos (MILLET e GRIGORIEV, 2013). A Figura 2.5 ilustra graficamente uma ideia geral do intervalo de operação da reação de eletrólise.

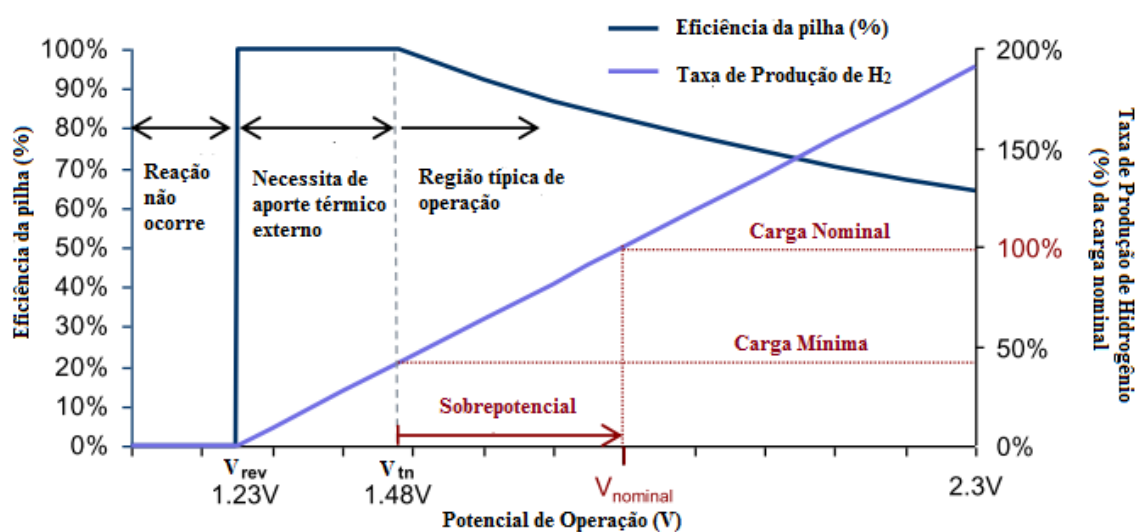


Figura 2.5 - Figura ilustrativa do intervalo de operação da eletrólise em condições ambiente

Fonte: Adaptado de DECOURT et al., 2014

O consumo energético da reação eletrolítica é função das variáveis temperatura e pressão. A Figura 2.6 expõe o efeito da temperatura sobre o consumo energético do processo eletrolítico à pressão atmosférica para um intervalo de 25°C até 1000°C (298K a 1273K). O montante de energia elétrica demandado (ΔG) diminui concomitantemente à elevação da temperatura; ao passo que a demanda térmica $T \cdot \Delta S$ se eleva. No estado líquido da água, o consumo total de energia (ΔH) decresce levemente com o aumento da temperatura, enquanto no estado gasoso a relação consumo energético *versus* temperatura passa a ser inversamente proporcional. Acima de 100°C, o calor latente de vaporização da água (~40,8 kJ/mol) deve ser acrescido à demanda energética total da reação (URSUA et al., 2012).

É conspícuo que em elevadas temperaturas o consumo elétrico é significativamente menor. Segundo URSUA et al., (2012), o aumento da temperatura de 25°C até 1000 °C incorre no decaimento de ΔG de 237,2 kJ/mol (25°C) para 177,5 kJ/mol (1000°C), sendo o equivalente a uma redução de 25,1%. Logicamente, tal processo demanda uma fonte de calor de elevada temperatura, sendo o efeito sobre a demanda térmica de crescimento em 132,3%. MILLET e GRIGORIEV (2013) estimam que para elevadas temperaturas na ordem de 800-1000 °C, aproximadamente dois terços da demanda energética para o processo provém da eletricidade, enquanto o restante é térmica. Como o custo do kWh elétrico é superior ao mesmo montante energético na forma de calor, a eletrólise em elevadas temperaturas é favorecida economicamente. Isto explica o potencial das tecnologias de eletrólise a vapor d'água acoplados a fontes de calor de alta qualidade, como as usinas nucleares.

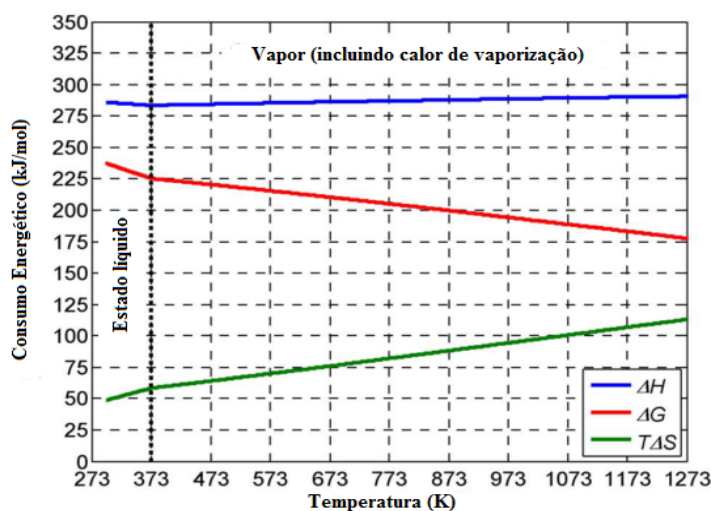


Figura 2.6 – Efeito da temperatura sobre o consumo energético de uma reação eletrolítica ideal a pressão atmosférica

Fonte: Adaptado de URSUA et al., 2012

A Figura 2.7 expõe o efeito da pressão sobre o consumo energético da eletrólise ideal a temperatura de 25 °C em um intervalo de elevação de 1-100 atm. Nestas condições, a reação eletrolítica ocorre no estado líquido da água. A demanda elétrica responde ao aumento de pressão com uma elevação que segue uma tendência logarítmica (mais precisamente, o consumo elétrico aumenta 7,3% no intervalo de 1 a 100 atm). Em contrapartida, a demanda térmica reduz em 35,5% (URSUA et al., 2012). De acordo com o autor, o consumo energético

líquido se mantém praticamente constante, com um ligeiro decréscimo de 0,03% para o intervalo de pressão abordado e a temperatura ambiente.

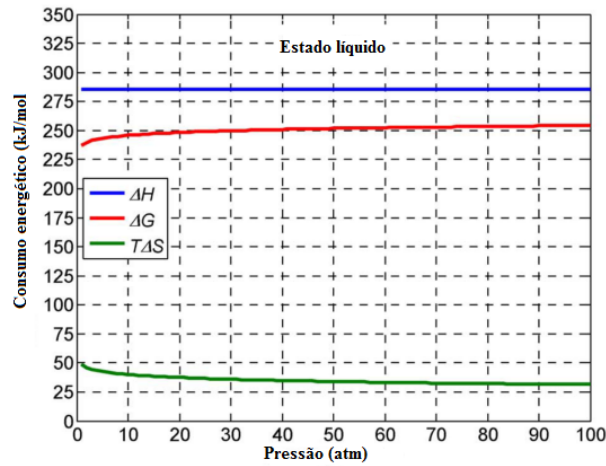


Figura 2.7 –Efeito da pressão sobre o consumo energético da reação eletrolítica a temperatura ambiente

Fonte: Adaptado de URSUA et al., 2012

Outros autores investigaram o efeito da pressão sobre o consumo energético em um espectro mais amplo de temperatura e pressão (MARANGIO et al., 2009; ROY et al., 2006; BENSMANN et al., 2013; ONDA et al., 2004). Os efeitos destas grandezas termodinâmicas sobre o potencial reversível pode ser expresso quantitativamente através de uma derivação da fórmula geral da equação de Nernst. Para o caso da reação com eletrólito aquoso, LEROY R.L. (1980) descreve a relação a partir da Eq. 8:

$$V_{\text{rev}}(T, p) = V_{\text{rev}}(T) + \frac{RT}{nF} \ln \left[\frac{(p - p_w)^{1,5} \widetilde{p}_w}{p_w} \right] \quad \text{Eq. 8}$$

onde R é a constante universal dos gases ($8,31 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$), p_w é a pressão parcial de vapor d'água na solução aquosa (eletrólito) em atm, e $\widetilde{p}_w$ é a pressão de vapor da água purificada (atm). No estudo, $V_{\text{rev}}(T)$ é expresso pela Eq. 9.

$$V_{\text{rev}} = 1,5184 - 1,5421 \cdot 10^{-3}T + 9,523 \cdot 10^{-5}T \cdot \ln(T) + 9,84 \cdot 10^{-8}T^2 \quad \text{Eq. 9}$$

Como mostrado na Figura 2.6, a energia total para ocorrência da reação de eletrólise decresce ligeiramente entre o intervalo de 25-100 °C. Porém, é necessária um aporte térmico adicional para aquecer a água acima de 25 °C. Este total de energia térmica demandada para produção de 1 mol de hidrogênio a 1 atm, expresso em termos de potencial elétrico, foi denominado por LEROY et al., (1980) como *higher heating voltage* (V_{HHV}) e expresso pela Eq.10, onde V_H^0 é o potencial entálpico a pressão atmosférica e $\Delta H^0_{t,25^\circ C}$ a variação da entalpia da água líquida em t °C em relação a entalpia a 25 °C, a pressão atmosférica. Este potencial também pode ser descrito como função da temperatura pela Eq.11 (temperatura em graus Celsius).

$$V_{HHV} = V_H^0 + \frac{\Delta H^0_{t,25^\circ C}}{nF} \quad \text{Eq. 10}$$

$$V_{HHV} = 1,4756 + 2,252 \cdot 10^{-4} \cdot t + 1,52 \cdot 10^{-8} \cdot t^2 \quad \text{Eq. 11}$$

Finalmente, o potencial termoneutro pode ser escrito em função da temperatura e pressão através da Eq.12

$$V_{tn} = V_{HHV} + \frac{1,5p_w Y}{(p - p_w)nF} \quad \text{Eq. 12}$$

onde, dado t em graus Celsius,

$$Y = 42960 + 40.762t - 0,0668t^2 \quad \left(\frac{J}{mol} \right) \quad \text{Eq. 13}$$

ONDA et al., (2004) computam os efeitos da pressão e temperatura sobre os potenciais reversível e entálpico. Os cálculos foram realizados para as temperaturas de 25 °C, 100°C e 250 °C e ao longo do intervalo de 1 – 700 atm. A Figura 2.8 e a Figura 2.9 expressam graficamente os resultados para V_{rev} e V_H , respectivamente.

Os resultados obtidos são compatíveis com o estudo de ROY et al., (2006). O potencial reversível da pilha eletrolítica aumenta significativamente com a elevação da pressão da reação de eletrólise. Em contrapartida, o potencial entálpico diminui ligeiramente, em conformidade com os resultados obtidos por (URSUA et al., 2012). A mesma tendência de pequena redução é observada no potencial termoneutro, indicando que o aumento da pressão suscita em uma diminuição da demanda térmica da reação. A variação da energia entálpica com o aumento da pressão é bastante reduzida. Entretanto, é observável um aumento da proporção de energia elétrica, constituindo uma desvantagem econômica, uma vez que a eficiência elétrica se mostra mais relevante mediante a comparação dos preços do kWh elétrico vis-à-vis o custo da energia térmica. Em termos quantitativos, a tensão reversível demonstrou um aumento de 12,85% na operação pressurizada a 700 atm, enquanto o potencial entálpico reduz em somente cerca de 0,75% (ROY et al., 2006).

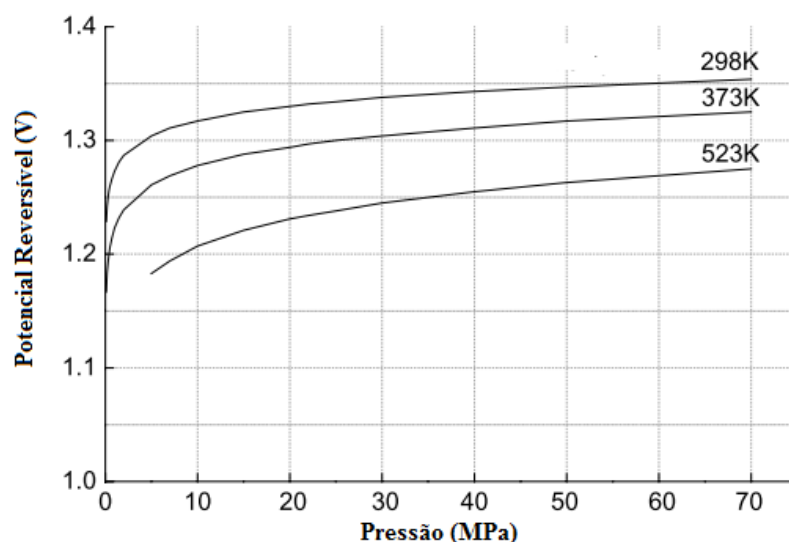


Figura 2.8 - Efeito da pressão sobre a demanda elétrica da reação

Fonte: ONDA et al., 2004

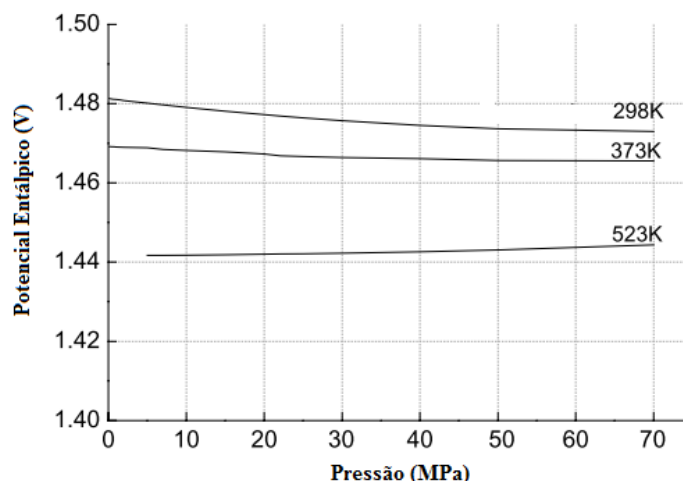


Figura 2.9 - Efeito da pressão sobre o consumo energético total da reação

Fonte: ONDA et al., 2004

Para o caso de eletrolisadores a base de membranas poliméricas condutoras protônicas¹¹, SCHALENBACH et al., (2013) define os potenciais termodinâmicos catódicos e anódicos pelas Eq. 14 e Eq. 15, também derivadas da equação de Nernst.

$$E^{\text{an}} = E_0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{a(\text{H}^+)^2 a(\text{O}_2)^{0,5}}{a(\text{H}_2\text{O})} \right) \quad \text{Eq. 14}$$

$$E^{\text{cat}} = E_0^{\text{cat}} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{a(\text{H}^+)^2}{a(\text{H}_2)} \right) \quad \text{Eq. 15}$$

onde a denota a atividade das substâncias envolvidas. Feitas considerações e simplificações, a produção de hidrogênio a uma pressão catódica igual $p_{\text{H}_2}^y$ comparado a uma pressão inferior $p_{\text{H}_2}^x$ a uma mesma pressão anódica de formação de oxigênio – é acompanhada do crescimento do potencial elétrico de acordo com a Eq. 16, de modo que coaduna com o aumento da demanda elétrica supramencionado.

¹¹ Reação anódica: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow 0,5 \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$; reação catódica: $2\text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$.

$$\Delta V = V(p_{H_2}^y) - V(p_{H_2}^x) = \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2}^y}{p_{H_2}^x} \right) \quad \text{Eq. 16}$$

A maioria das aplicações de uso final do hidrogênio requer elevados níveis de pressurização do gás (veículos a pilha combustível variam entre tanques de 350 a 700 atm), devido à baixa densidade do H₂. Estudos acerca dos efeitos da pressão são de extrema importância para elucidar a tomada de decisão do *trade off* entre utilização de eletrolisadores pressurizados ou compressão subsequente.

O uso de eletrolisadores pressurizados pode reduzir ou até mesmo eliminar a necessidade equipamentos externos de compressão pós-reação, ressaltando que o trabalho de compressão para o hidrogênio em estado gasoso é superior à energia necessária para a compressão da água de alimentação da reação no estado líquido. Módulos eletrolíticos capazes de produzir hidrogênio a 30 bar são comercialmente disponíveis e bem estabelecidos, porém se tratando de eletrolisadores alcalinos, há a necessidade de utilização de bombeamento para regeneração dos eletrólitos. Devido a configuração bastante compacta de eletrolisadores do tipo PEM, tal *design* permite diferenças de pressão entre ambos os eletrodos (configuração assimétrica). A corrente de alimentação da água pode estar em pressão atmosférica, enquanto o *output* de hidrogênio pode alcançar 30 bar, por exemplo. A pressurização do hidrogênio é possível graças a baixa permeabilidade e elevada resistência mecânica da membrana polimérica. Entretanto, um elevado diferencial de pressão pode potencializar o fenômeno de *crossover* entre os gases, acarretando perda de eficiência e riscos de explosão¹². O aumento da espessura da membrana pode minorar a recombinação entre H₂ e O₂, porém significa um aumento das perdas ôhmicas (SCHALENBACH et al., 2013).

Sob uma ótica energética, BENSMANN et al., (2013) compara três rotas diferentes: i) compressão mecânica subsequente do hidrogênio de saída; ii) compressão mecânica da água de alimentação da reação (eletrolise pressurizada com simetria de pressão entre catodo e anodo); e iii) compressão eletroquímica calcada em eletrolise assimétrica utilizando eletrolisadores PEM (alimentação da água em pressão atmosférica). A análise conclui que para pressões de entrega até 40 bar, a rota de produção (iii) é mais eficiente. A partir deste patamar de pressão, as perdas de eficiência de Faraday devido a recombinação dos gases no interior da pilha

¹² O limite inferior de explosão é a concentração molar de 4% de H₂ em O₂.

eletrolítica é cada vez mais pujante para a configuração assimétrica¹³. A partir de 40 bar, a eletrólise atmosférica seguida de compressão mecânica do hidrogênio se torna mais atrativa. A rota (ii) é fortemente prejudicada pelo gasto energético para produção de oxigênio pressurizado, dificultando seu protagonismo. Acima de 85 bar, a rota (iii) sobressai como a mais energo-intensiva (Figura 2.10). Os resultados da análise sugerem que a combinação de eletrolisadores assimétricos pressurizados (até menos de 40 bar) e compressão mecânica subsequente seriam uma alternativa interessante para pressões de *delivery* a partir de 100 bar, reduzindo o número necessário de estágios de compressão do hidrogênio. O estudo carece de uma análise econômica.

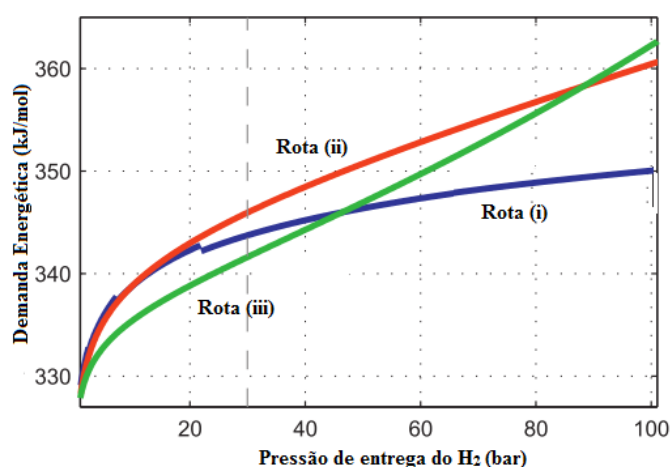


Figura 2.10 - Demanda energética para as 3 rotas de produção de H₂ consideradas

Fonte: BENSMANN et al., 2013

ROY et al., (2006) utilizam o ferramental termodinâmico publicado por LEROY et al., (1980). Os autores não consideram a configuração assimétrica de eletrolisadores PEM. Nos resultados, a eletrólise pressurizada apresenta consumo energético 16% superior à eletrólise atmosférica seguida de compressão mecânica, sendo a discrepância acentuada para pressões mais elevadas. SCHALENBACH et al., (2013) obtêm resultados compatíveis com BENSMANN et al., (2013). A análise tem o intuito de investigar o efeito da espessura das membranas em reações pressurizadas. Como já supramencionado, o aumento da espessura reduz o fenômeno de *back-diffusion* do hidrogênio, com o revés de aumentar as perdas ôhmicas.

¹³ A diferença crescente de pressão entre anodo e catodo intensifica o processo de difusão do hidrogênio em direção ao catodo.

A perda de eficiência devido a recombinação dos gases é predominante a níveis menores de densidade de corrente, ao passo que à medida que nível da corrente se eleva as perdas ôhmicas se sobressaem. Para o estudo em questão, acima de 30 bar, a compressão subsequente do hidrogênio supera energeticamente a configuração assimétrica. Os autores também sugerem a sinergia entre ambas as rotas.

2.1.2 – Fundamentos Eletroquímicos

Para produção de hidrogênio eletrolítico, o potencial da pilha (V_{pilha}) deve ser superior ao potencial termoneutro (Figura 2.5) para que se atinjam taxas de produção aceitáveis frente os dispêndios econômicos. A fonte de alimentação externa deve ser capaz de romper diversas barreiras energéticas na produção de H_2 , além dos princípios termodinâmicos da seção anterior. Isto é devido às diversas sobretensões e correntes parasíticas que geram perda de eficiência.

A tensão da pilha pode ser descrito pelo somatório do potencial reversível e as diversas sobretensões expressas na Eq. 17.

$$V_{\text{pilha}} = V_{\text{rev}} + V_{\text{ohm}} + V_{\text{ativ}} + V_{\text{com}} \quad \text{Eq. 17}$$

onde, de acordo com URSUA et al., (2012):

- V_{ohm} : sobretensão gerada pelas perdas ôhmicas, que estão associadas às perdas energéticas na forma de calor de acordo com a Lei de Ohm. Em primeira instância, é originada da resistência elétrica dos diversos componentes (eletrodos, coletores de corrente, interconexões, etc.). Também é consequência da oposição à corrente iônica ou protônica no eletrólito, do fenômeno de formação de bolhas na superfície dos eletrodos e do diafragma. O sobrepotencial V_{ohm} é diretamente proporcional à corrente elétrica que flui através da pilha eletrolítica. Destarte, há a construção de um dilema, de forma que maiores taxas de produção de hidrogênio são obtidas a maiores densidades de corrente onde as perdas ôhmicas se elevam e a eficiência é reduzida (Figura 2.6);

- V_{ativ} : sobrepotencial de ativação - termo associado a cinética dos eletrodos. A transferência de carga entre as espécies químicas e os eletrodos demandam energia. Este sobrepotencial está intimamente relacionado com as propriedades catalíticas dos materiais que compõem os eletrodos. Este adicional energético para romper a barreira que impede o fluxo de carga entre os reagentes e os eletrodos causa a sobretensão. V_{ativ} é altamente não-linear e apresenta uma tendência de crescimento logarítmico em relação ao aumento da densidade de corrente através da pilha, de acordo com Eq. 18 (sobrepotencial do hidrogênio) e Eq. 19 (sobrepotencial do oxigênio) e explicitado na Figura 2.12¹⁴. Nas equações, o termo α representa o coeficiente de transferência, “ i ” é igual a corrente da reação reversível e i_o é denominada corrente de transferência. A reação de evolução do oxigênio costuma apresentar maiores sobrepotenciais, atraindo maiores atenções para pesquisas no sentido de aumento da eficiência da eletrólise.

$$V_{catodo} = 2,3 \frac{RT}{\alpha nF} \log \frac{i}{i_o} \quad \text{Eq. 18}$$

$$V_{anodo} = 2,3 \frac{RT}{(1 - \alpha)nF} \log \frac{i}{i_o} \quad \text{Eq. 19}$$

¹⁴ As equações são derivadas da teoria de de Butler-Volmer e da Equação de Tafel. Para maior detalhamento, consultar: (ZENG; ZHANG, 2010); (SANTOS; SEQUEIRA, 2013).

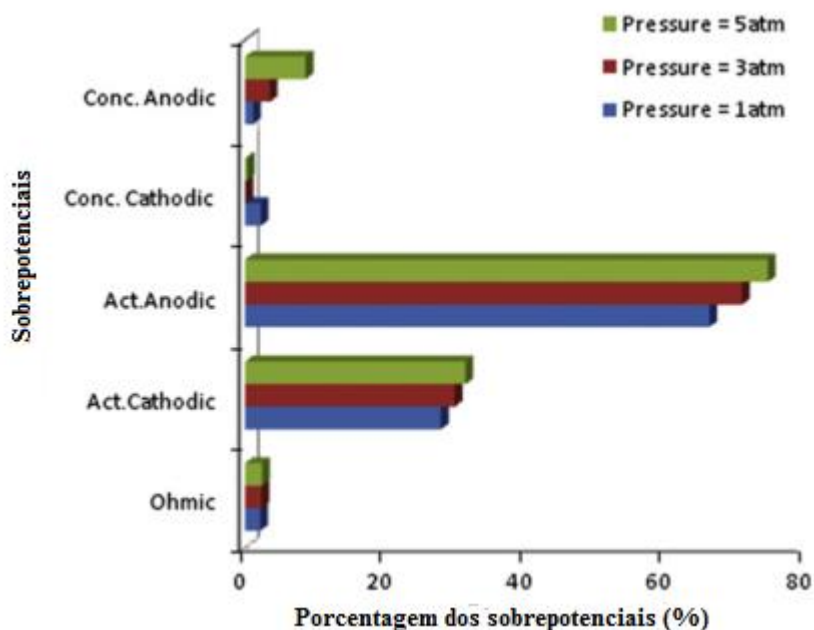


Figura 2.11 – Distribuição dos sobrepotenciais em um eletrolisador do tipo PEM operando a 350 K

Fonte: Adaptado de NIEMINEN et al. (2010)

- V_{con} : denominado por sobrepotencial de concentração. Está relacionado aos fenômenos de transporte de massa – convecção e difusão. Limitações ao fluxo dos elementos reduzem a concentração de reagentes, ao passo que aumentam a concentração dos produtos na interface entre o eletrodo e eletrólito. A formação de bolhas reduzem a superfície ativa dos eletrodos, de modo que dificulta a transferência de elétrons entre o eletrodo e reagente, gerando resistências extras (MARINI et al., 2012). Geralmente é bastante inferior a V_{ohm} e V_{ativ} , principalmente em eletrólises alcalinas.

Outra característica importante da pilha eletrolítica é a sua eficiência de Faraday (η_F). Também denominada por eficiência de corrente, pode ser definida como a razão da carga elétrica demandada para produção de certa quantidade de hidrogênio em um processo ideal pelo montante consumido na eletrólise real.

$$\eta_F = \frac{q_{ideal}}{q_{real}} \quad \text{Eq. 20}$$

Os valores de η_F podem ser significativamente menores que a unidade em algumas condições. Os principais motivos para tais desvios são: a) consumo de energia para eletrólise de impurezas presentes no eletrólito e b) recombinação espontânea dos produtos da reação (MILLET e GRIGORIEV, 2013). Portanto, a difusão dos produtos através da membrana polimérica potencializada pela elevação da pressão reduz a eficiência de Faraday do processo (SCHALENBACH et al., 2013), como abordado na seção anterior.

A eficiência energética da eletrólise (η_E) representa a razão entre a energia contida no hidrogênio produzido e o dispêndio energético para separação da água consumida no processo¹⁵. Esta pode ser calculada pelo quociente do Poder Calorífico Superior (PCS) do hidrogênio sobre o consumo energético específico (C_E). Assumindo que a mesma corrente I_{cell} perpassa todas as pilhas eletrolíticas (de quantidade igual a N_{cell}) do módulo, a taxa de produção de hidrogênio (f_{H_2}) em Nm^3/h pode expressa pela Eq. 21, onde 22,41 se refere ao volume ocupado por 1 mol de gás ideal nas CNTP, em litro. O termo C_E , expresso em kWh/Nm^3 , é calculado a partir da Eq. 22 para um dado intervalo de tempo Δt .

$$f_{H_2} = \eta_F \frac{N_{cell} I_{cell}}{nF} \frac{22,41}{1000} 3600 \quad \text{Eq. 21}$$

$$C_E = \frac{\int_0^{\Delta t} N_{cell} I_{cell} V_{cell} dt}{\int_0^{\Delta t} f_{H_2} dt} \quad \text{Eq. 22}$$

Finalmente,

$$\eta_E = \frac{\text{PCS do } H_2}{C_E} \quad \text{Eq. 23}$$

A energia teórica total para separação das moléculas da água é igual à sua entalpia de formação. Os valores de eficiência da eletrólise podem ser dados com referência a porcentagens

¹⁵ Termo associado somente ao processo da eletrólise *per se*, não considerando o consumo energético para o funcionamento de equipamentos auxiliares e periféricos (*balance of plant*).

em termo de poder calorífico superior (PCS) e poder calorífico inferior (PCI). A maioria dos eletrolisadores comerciais utilizam água em seu estado líquido como insumo, tornando razoável a utilização da eficiência em termos de PCS. Em contrapartida, o *U.S Department of Energy* mantém a convenção de determinação da eficiência em termos de PCI, mantendo conformidade com os estudos de pilhas a combustível que produzem vapor d'água. Os poderes caloríficos do hidrogênio são: 39,42 kWh/kg-H₂ (PCS) e 33,31 kWh/kg-H₂ (PCI) (GENOVESE et al., 2009).

2.1.3 – Eletrólise Alcalina

Atualmente, os eletrolisadores alcalinos constituem a tecnologia mais madura de eletrólise da água, apresentando custos de investimento significativamente inferiores às outras alternativas e a opção mais utilizada para produção em larga escala. A utilização de solução alcalina como eletrólise constitui uma desvantagem em relação a outros tipos de eletrolisadores devido à necessidade de regeneração do eletrólito líquido, culminando em módulos eletrolíticos maiores e, conseqüentemente, maiores custos (URSUA et al., 2012). Segundo BERTUCCIOLI et al., (2014) sistemas de eletrólise alcalina comerciais apresentam capacidade variando entre 1,8 – 5.300 kW com taxas de produção entre 0,25-760 Nm³/h e pressão de saída entre 0,05-30 bar. A maioria dos produtores opta pela configuração bipolar (tipo filtro-prensa).

No que tange à operação dinâmica da eletrólise alcalina, um importante parâmetro para integração com fontes estocásticas de energia elétrica, a densidade mínima de corrente dos eletrolisadores está limitada pelo diafragma. O separador não evita completamente o fenômeno de *cross-difusion* dos gases produzidos, se tornando particularmente grave em condições de carga reduzida (<40%) quando a taxa de produção de oxigênio diminui, contribuindo para a ocorrência de concentrações indesejáveis e perigosas de hidrogênio no compartimento anódico (CARMO et al., 2013). A Tabela 2.1 sumariza alguns parâmetros do estado-da-arte de eletrolisadores alcalinos disponíveis na literatura.

Tabela 2.1 - Sumário de parâmetros da operação de eletrolisadores alcalinos comerciáveis (continua)

Densidade de Corrente (A/cm²)	0,2-0,4 ^{(1),(2)} 0,3-0,5 ⁽³⁾ < 0,4 ⁽⁴⁾
Pressão H₂ de saída (bar)	0,05 – 30 ^{(1),(4)}

	1,00 – 200 ⁽⁵⁾
Temperatura de operação (°C)	60-80 ^{(1),(2)} 5-100 ⁽⁴⁾
Carga mínima (% da carga nominal)	20-40 ^{(1),(2)} Possível de reduzir até 20% ⁽⁶⁾ ; 5 ⁽³⁾
Ramp-up de carga mínima para carga nominal	0,13-10 % _{carganominal} /s ⁽¹⁾ 10s para novos modelos ⁽³⁾
Tempo de partida a fria até carga mínima	20 min – algumas horas ⁽¹⁾
Pureza do H2 (%)	99,5-99,9998 ⁽¹⁾
Tensão de operação (V)	1,8-2,4 ⁽²⁾ Aprox. 2 ^{(5),(7)}
Eficiência do sistema de eletrólise (%PCS)*	68-77** ⁽³⁾ 50-78 ⁽²⁾ 60-71 ⁽⁸⁾ 45-82*** ⁽⁴⁾
Capacidade (kW)	1,8-5300 ⁽¹⁾ 1,8-3534 ⁽⁴⁾ Até 2700 ^{(3),(6)}
Capacidade (Nm³/h)	<760 ^{(1),(2),(6)} <500 ⁽⁵⁾
Maior planta em operação	150 MW (150 <i>stacks</i> de 1 MW) ⁽³⁾
Custo de investimento	1000-1200 €/kW ⁽¹⁾ Aprox. 1000 €/kW 1150 US\$/kW ⁽⁹⁾
Tempo de vida	• 60.000-90.000 h⁽¹⁾ • 75.000h⁽⁹⁾ • 10-20 anos com taxa de degradação de 2-4%⁽³⁾ • Renovação de <i>stacks</i> de 8-12 anos com tempo de vida de 30 anos⁽⁶⁾

*Referente à eficiência do sistema: eletrólise mais *balance of plant*, exceto em (URSUA et al., 2012)***, que se restringe à eficiência de operação do *stack* e (DECOURT et al., 2014)** onde não está explícito.

Fonte: (1): (BERTUCCIOLI et al., 2014); (2) (CARMO et al., 2013);(3) (DECOURT et al., 2014); (4) (URSUA et al., 2012); (5) (MILLET; GRIGORIEV, 2013), (6) (GÖTZ et al., 2015); (7) (MARINI et al., 2012); (8) (GAHLEITNER, 2013); (9) (IEA, 2015a)

Para maximizar a condutividade iônica, utiliza-se como eletrólito soluções aquosas alcalinas (tipicamente KOH) cujas concentrações variam entre 25-30% em base mássica. com temperaturas típicas da ordem de 65 – 100 °C (URSUA et al., 2012). O hidrogênio é produzido no catodo, onde a água é reduzida de acordo com a Eq. 24. Os ânions de hidroxila (OH⁻)

circulam através do diafragma e sofrem a reação de oxidação na superfície do eletrodo anódico, gerando oxigênio (Eq. 25). A Figura 2.12 representa graficamente o princípio de funcionamento da eletrólise alcalina.

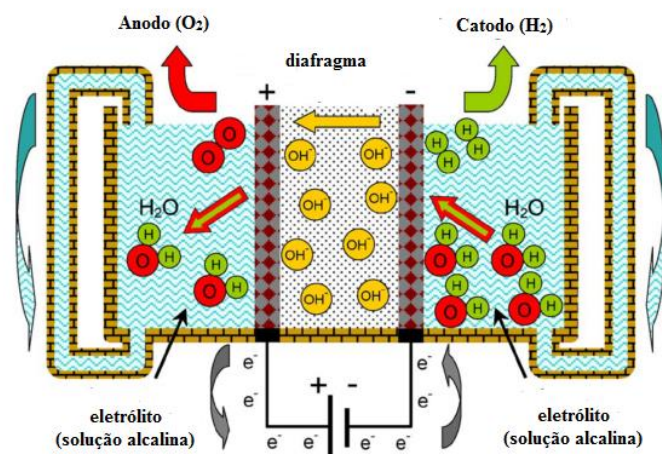


Figura 2.12 - Esquema do princípio de operação da eletrólise alcalina

Fonte: Adaptado de URSUA et al., 2012

O material do eletrodo deve ser resistente à corrosão em ambientes alcalinos, apresentar alta condutividade, elevado efeito catalítico e baixo custo. Metais nobres apresentam a resistência à corrosão e elevada atividade eletroquímica, porém são muito caros. Metais de transição, como o ferro e cobre possuem boas atividades eletroquímicas, porém são menos resistentes à corrosão alcalina. O níquel apresenta bom desempenho nas três frentes em questão e configura como o principal material utilizado em eletrolisadores estado-da-arte tanto para o anodo quanto para o catodo (ZENG e ZHANG, 2010).

A cinética de reação de tais eletrodos é um ponto nevrálgico no caminho de minorar as sobretensões de ativação que representam grandes partes das perdas energéticas na eletrólise alcalina. Estes sobrepotenciais podem ser reduzidos a partir da utilização de eletrocatalisadores apropriados para diminuição da energia de ativação. Neste sentido, uma maior corrente de transferência “ i_0 ” e menor inclinação de Tafel representam atividade mais intensa do eletrodo (ZENG e ZHANG, 2010).

Ligas, com diferentes distribuições eletrônicas no metal, são adotadas para melhorar a atividade dos eletrodos, e.g a adoção de liga de molibdênio (Mo) e platina (Pt) apresentaram um aumento significativo na eficiência eletrolítica em comparação aos componentes individuais (ZENG e ZHANG, 2010). Nanoestruturas são capazes de ampliar a superfície de contato dos eletrodos, ensejando a operação em menores níveis de corrente. KIM et al., (2006) relataram uma redução de 25% do sobrepotencial e 20% do consumo energético na utilização de nanopartículas de Rutênio (Ru) no catodo, em detrimento do Ru regular.

Para a reação de evolução do hidrogênio (REH), como já supramencionado, o níquel é o material proeminente nos eletrodos do catodo. Sem revestimento, o sobrepotencial para REH varia entre ~300-400 mV nos níveis de densidade de corrente típicos de operação de eletrolisadores convencionais. Valores estes de sobretensão elevados para eletrolisadores modernos, indicando a necessidade de revestimento dos eletrodos. São quatro os principais tipos de revestimento reportados por PLETCHER e LI, (2011): i) platina ou outros metais nobres; ii) dióxido de rutênio (RuO_2); iii) níquel Raney e iv) ligas de níquel, principalmente NiMo. Todas as configurações apresentam níveis de sobretensão similares de 50-100 mV para densidade de corrente de $0,5 \text{ A/cm}^2$. Os autores relatam que em estudos experimentais realizados pelos próprios, os eletrodos de platina apresentam menores sobrepotenciais de hidrogênio, porém vantagens ligeiramente superiores à utilização da liga de NiMo, o que não justificaria o elevado dispêndio econômico com a utilização de metais nobres.

ZENG e ZHANG (2010) e PLETCHER e LI (2011) amalgamaram o sobrepotencial de hidrogênio disponível na literatura para eletrodos compostos de diversos materiais, com destaque para ligas metálicas de materiais como níquel, ferro, zinco, molibdênio e cobalto.

No que tange à reação de evolução do oxigênio (REO), os mecanismo de absorção/dessorção na superfície do eletrodo podem seguir diversas rotas, dificultando a identificação de um parâmetro proeminente na escolha de materiais mais adequados. PLETCHER e LI (2011) relataram estudos acerca do potencial de utilização de eletrodos na REO a base de:

- i. *Óxidos do tipo pirocloro contendo metais nobres.* Apresentam a fórmula geral $\text{A}_2[\text{B}_{2-x}\text{A}_x]\text{O}_{7-y}$ onde $\text{A}=\text{Pb}$ ou Bi , $\text{B}=\text{Ru}$ ou Ir , $0 < x < 1$ e $0 < y < 0,5$. Apresentam baixa inclinação de Tafel, tipicamente entre 24-40 mV/década;
- ii. *Ligas de metais nobres (Ru,Ir) com níquel.* O decréscimo do sobrepotencial quando comparado com a utilização de níquel é pequeno, o que dificilmente justificaria

economicamente sua utilização. Os óxidos de metais nobres, RuO_2 e IrO_2 são considerados referências na catálise de OER para eletrocatalise em condições ácidas. Porém, ainda há dúvidas em relação a utilização em meios alcalinos devido sua dissolução paulatina;

- iii. *Hidróxidos/óxidos mistos de metais de transição.* Em particular, a utilização de hidróxido de níquel dopado com ferro. Foi reportado que o sobrepotencial de oxigênio com a utilização de Ni-Fe(OH)_2 é até 200 mV menor que a utilização de hidróxido de níquel puro na operação com $0,08 \text{ A/cm}^2$;
- iv. *Espinélios.* Metais não-nobres também elevam a reatividade dos eletrodos, em particular Co_3O_4 dopado com lítio e eletrodos a base de NiCo_2O_4 . O primeiro mostrou um sobrepotencial de aproximadamente 300 mV quando operando a 1 A/cm^2 . O último apresentou 400 mV a $1,3 \text{ A/cm}^2$;
- v. *Perovskitas de fórmula geral ABO_3 ,* onde A é um cátion maior (como La, Sr e Nd) e B um cátion menor de metal de transição (como Ni, Co, Fe, Mn, etc). EBBESEN et al., (2014) relataram estudos em que a utilização de LaNiO_3 e $\text{La}_{0,5}\text{Sr}_{0,5}\text{CoO}_3$ apresentaram desempenhos superiores ao níquel puro. A performance catalítica é razoável, porém provavelmente não tão boa quanto a de espinélios e hidróxidos mistos de metais de transição.

Diversos sobrepotenciais de oxigênio para diferentes tipos de eletrodo foram reunidos em ZENG e ZHANG, (2010) e PLETCHER e LI (2011).

Como explicitado na Tabela 2.1, a máxima corrente de operação da célula é limitada, significando umas das principais desvantagens da utilização de eletrolisadores alcalinos devido baixas taxas de produção de H_2 . Esta quantidade é limitada pela formação de bolhas no eletrólito e na superfície dos eletrodos, que é potencializada à elevadas correntes, e aumenta a resistência à transferência iônica e às reações eletroquímicas no eletrodo. Consequentemente, a corrente de operação deve se manter em um intervalo que pondera a produção de gás *versus* eficiência energética (MARINI et al., 2012). A Figura 2.13 relaciona esta limitação com outros tipos de eletrólise.

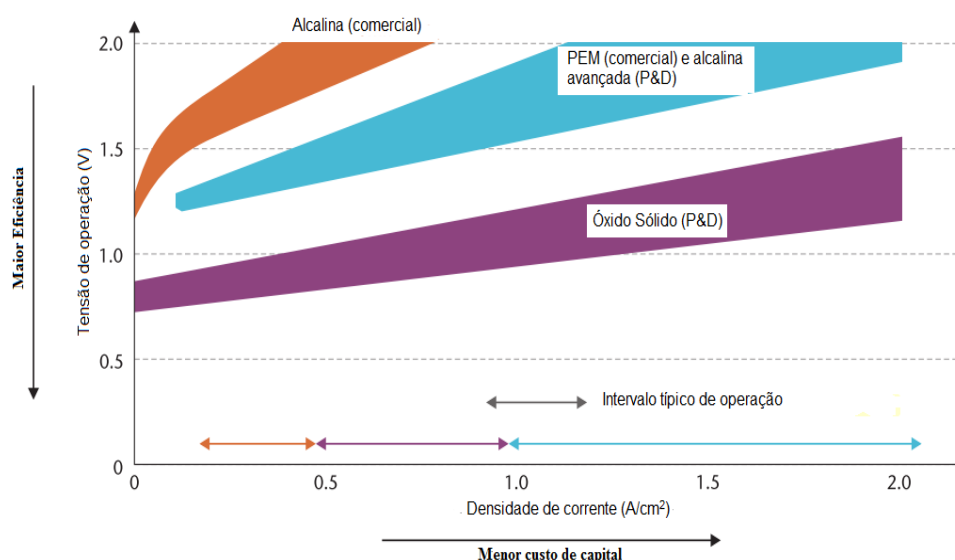


Figura 2.13 - Representação esquemática do intervalo de densidade de corrente de operação de diferentes tipos de eletrólise

Fonte: Adaptado de IEA, 2015a

Estas perdas podem ser minoradas ao reduzir o tempo de residência das bolhas. Isto pode ser alcançado pela adição de aditivos ao eletrólito e pela circulação da solução alcalina para varrer as bolhas na superfície dos eletrodos (ZENG e ZHANG, 2010). Outra abordagem recai na arquitetura da célula eletrolítica. Em eletrolisadores convencionais, os eletrodos não são porosos e estão completamente imersos no eletrólito líquido. H_2 e O_2 evoluem em diferentes compartimentos, tipicamente separados por uma membrana que evita a mistura entre hidrogênio e oxigênio. Neste caso, a formação de bolhas eleva a resistência do eletrólito e impede a operação em patamares de densidade de corrente mais elevados. A configuração *zero-gap* idealmente exclui bolhas do espaço intraeletrodos que é reduzido, tipicamente, a distâncias menores que 1mm. Os eletrodos estão em contato direto com uma membrana condutora iônica. A terceira configuração é baseada na utilização de eletrodos que apresentam uma camada de difusão de gases e na condição de eletrólito líquido imobilizado entre o anodo e catodo. Os eletrodos devem ser porosos para permitir o fluxo dos gases, de forma que a principal vantagem deste tipo de arquitetura é a possibilidade de operação sem a formação de bolhas (EBBESSEN et al., 2014). A Figura 2.14 representa graficamente os três tipos de configuração.

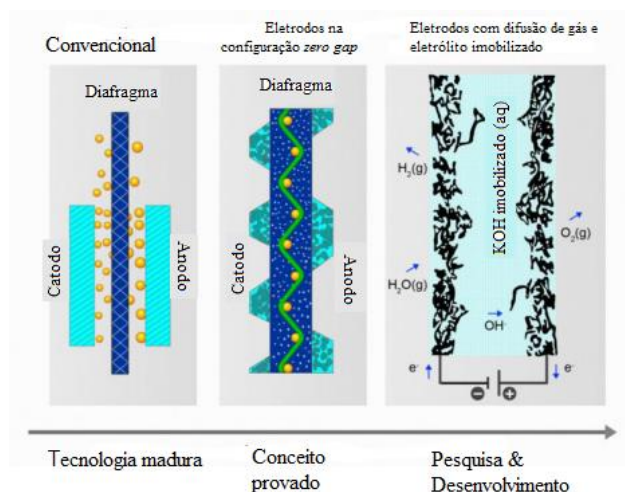


Figura 2.14 - Diferentes configurações para eletrólise alcalina

Fonte: Adaptado de DECOURT et al., 2014

A consolidação da configuração *zero gap* é dependente da evolução tecnológica de membranas condutoras iônicas que permitam a redução do espaço entre os eletrodos, garantindo uma boa condução iônica e suportem densidades de corrente da ordem de 1 A/cm^2 . Os principais obstáculos têm sido a rápida degradação e a necessidade de um tratamento mais apurado da água de alimentação (DOE, 2014a). Algumas delas vêm sendo utilizadas diante da proibição de diafragmas a base de asbesto¹⁶ e já são amplamente utilizadas, i.e. Zirfon® (composto de dióxido de zircônio (ZrO_2) e polisulfona) e Rytan® (a base de PPS¹⁷) (URSUA et al., 2012).

Membranas poliméricas em meio alcalino já foram desenvolvidos para produção eletrolítica de cloro há mais de 35 anos, como o caso da membrana Nafion® da empresa norte americana *DuPont*. Porém, a membrana consistente de polímero perfluorado atua na condução de cátions, de forma que estudos têm sido fomentados no desenvolvimento de membranas condutoras do ânion hidroxila com baixa resistência. Tipicamente, membranas utilizadas na indústria de cloro carecem de propriedades necessárias para condução aniônica e uma das abordagens de desenvolvimento de membranas para eletrólise alcalina é o enxerto de grupos iônicos nestas membranas sulfonadas. PLETCHER e LI, (2011) reportaram os desafios para o desenvolvimento de membranas condutoras de OH^- e avanços logrados pelas empresas

¹⁶ Seu uso foi proibido em 1999 na União Europeia devido sua comprovada toxicidade.

¹⁷ Poli (sulfeto de p-fenileno). PPS do inglês *polyphenylene sulfide*.

Fumatech, CellEra Inc., ITM Power, entre outras. Em contrapartida, a empresa *Hydrogenics* comercializa um eletrolisador alcalino de arquitetura *zero gap* (HyStat[®])¹⁸ utilizando uma membrana condutora iônica inorgânica. O módulo pode alcançar taxa de produção de 60 Nm³/h quando formado por 4 *stacks* e eficiência de ~68%PCS em capacidade nominal.

Para a arquitetura calcada em eletrodos que permitem a difusão de gases, ALLEBROD et al., (2013) desenvolveram experimentos com eletrólito KOH concentrado imobilizado em titanato de estrôncio (SrTiO₃) e eletrodos perfurado a base de Ni com nanopartículas de prata (anodo) e Inconel¹⁹ 625 (catodo). Como resultado, os autores reportaram operação com densidades de corrente de 1,0 A/cm² a 240°C e 37 bar no potencial termoneutro (1,48 V). Em patamar de tensão de 1,75 V, o módulo experimental alcança eficiência elétrica de 84,5% e densidade de corrente igual a 2,0 A/cm². Os autores ressaltam o baixo custo de implementação, principalmente pelo fato de não utilizar metais nobres como eletrocatalisadores. Estes defendem que a utilização da deposição de prata nos eletrodos de níquel ocorre em pequenas cargas e não encarece muito a pilha eletrolítica²⁰.

Em suma, os desafios para a consolidação de eletrolisadores alcalinos avançados – buscando a operação a maiores temperaturas e níveis de corrente entre 0,5-2,0 A/cm²- foram definidos em URSUA et al., (2012) como:

1. minimização do espaço entre os eletrodos (*zero gap*) e desenvolvimento de materiais avançados para utilização como separadores;
2. desenvolvimento de eletrolisadores que operem a temperaturas mais elevadas. Operação a cerca de 150°C aumenta a condutividade do eletrólito e beneficia a cinética das reações na superfície dos eletrodos;
3. desenvolvimento de eletrocatalisadores avançados que promovam uma redução de sobrepotenciais de ativação, principalmente para a reação anódica de evolução de oxigênio.

¹⁸ Maiores informações de parâmetros de operação em: <http://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/indoor-installation/hystat-trade-60/>.

¹⁹ Liga metálica baseada em níquel com excelente resistência à corrosão alcalina. A Inconel 625 apresenta maiores porcentagens em peso de níquel, cromo e molibdênio.

²⁰ Com finalidade comparativa, os autores ressaltam que a discrepância de preços entre a prata e outros metais nobres tipicamente utilizados como eletrocatalisadores: US\$ 5,00/g (Ag), US\$ 34,40/g (RuO₂) e US\$ 91,40/g (IrO₂).

2.1.3 – PEM – Eletrólise a Membrana Polimérica

Este tipo de eletrólise é baseada na utilização de uma membrana polimérica condutora de prótons como eletrólito. Tipicamente, apresenta espessura entre 20-300 μm (CARMO et al., 2013) e caráter ácido devido a presença do grupo ($-\text{SO}_3\text{H}$) de ácidos sulfônicos. Estes grupos são responsáveis pela condutividade do próton (H^+) por um mecanismo de troca de íons (URSUA et al., 2012).

Como exemplo, a Nafion[®], um dos tipos de membranas mais comercializadas, é composta por um polímero perfluorado de tetrafluoropoliétileno (PTFE) onde nas cadeias laterais o grupo éter faz ligação com um ácido etilsulfônico perfluorado (grupo ionogênico). O esqueleto de PTFE é responsável pela resistência química, enquanto os *clusters* iônicos de ácido sulfônico são responsáveis pelo transporte protônico. A membrana ainda apresenta alta estabilidade química contra ácidos, bases, oxidantes e redutores, H_2O_2 , Cl_2 , H_2 e O_2 em temperatura até 125 °C (FUNGARO e BRETT (2000); SOUZA (2009)).

As principais desvantagens do Nafion[®] são a limitação da temperatura, uma vez que em altas temperaturas ocorre a desidratação da membrana, e alto custo. Este preço elevado se deve a etapa de fluoretação e, assim, membranas com grupo ionogênico parcialmente ou não fluoretado apresentam menores custos. Alguns exemplos de outros polímeros sulfonados utilizados como condutores protônicos são a polisulfona, polibenzimidazola e poli-éter éter cetona. Todavia, estes compostos apresentam menor estabilidade e, consequentemente, menor tempo de vida (SOUZA, 2009).

A utilização de separadores tão finos entre os eletrodos e o fato de não necessitar de eletrólitos líquidos favorecem a arquitetura mais compacta em relação aos eletrolisadores alcalinos. O anodo, catodo e membrana constituem o denominado conjunto eletrodo-membrana (MEA, *membrane electrode assembly*), que devido suas propriedades estruturais, ensejam a configuração assimétrica de pressão entre anodo e catodo. Destarte, é possível a produção de hidrogênio pressurizado em até 35 bar sem as penalidades associadas ao manuseio de oxigênio pressurizado. O ambiente ácido associado ao eletrólito ($\text{pH} \sim 2$) faz com que seja necessária a utilização de metais do grupo da platina (MGP) nos eletrodos, sendo um dos principais fatores

de encarecimento da produção²¹ (URSUA et al., 2012). As condições corrosivas devido ao baixo pH não se limitam aos eletrodos (que utilizam tipicamente Pt ou Ir), mas também se estendem aos coletores de corrente (tipicamente a base de titânio), pratos bipolares e outros componentes (CARMO et al., 2013).

A baixa permeabilidade das membranas poliméricas aos gases produzidos minoram o efeito de *back-diffusion*, diminuindo os riscos de formação de misturas inflamáveis e possibilitando operação em níveis muito baixos de densidade de corrente, ao contrário dos eletrolisadores alcalinos convencionais. Portanto, eletrolisadores do tipo PEM podem operar praticamente ao longo de todo o intervalo de 0 – 100% da sua capacidade nominal, constituindo uma vantagem comparativa para integração com fontes renováveis estocásticas (URSUA et al., 2012). Sua menor capacidade de produção de hidrogênio, altos custos de investimento e reduzido tempo de vida podem explicar o fato de que eletrolisadores do tipo PEM comerciais ainda estão limitados à uma escala menor. Entretanto, alguns empreendimentos já ultrapassam algumas barreiras. É o caso do investimento da empresa alemã *Siemens* que iniciou a operação de uma planta de 6 MW de produção de hidrogênio eletrolítico a partir de excedente elétrico de usinas eólicas na cidade de Mainz (SIEMENS, 2016).

Em questões de performance, eletrolisadores PEM são capazes de operar em patamares bem superiores de densidade de corrente em relação à eletrólise alcalina, uma vez que a presença de eletrodos porosos em contato direto com a membrana reduz o fenômeno de formação de bolhas. A pureza do hidrogênio é tipicamente superior a 99,99% sem a utilização de etapa de purificação *a posteriori*. A temperatura de operação é limitada a 80-100°C devido à instabilidade térmica da membrana, além de apresentar maior condutividade protônica quando hidratadas (MILLET e GRIGORIEV, 2013). A Tabela 2.2 sumariza alguns aspectos operacionais disponíveis na literatura.

O princípio de operação do eletrolisador do tipo PEM é exposto na Figura 2.15. A reação de evolução de oxigênio é descrita pela Eq. 26 e ocorre no anodo alimentado por água desionizada e corrente contínua. Os íons H^+ fluem pela membrana condutora e alcançam o catodo, onde há a produção de hidrogênio segundo a Eq. 27.

²¹ As reservas mundiais dos MGP totalizam cerca de 66 mil toneladas. As maiores reservas se concentram na África do Sul (95,5%) (RICCIARDI, 2013). A platina é cerca de 40 vezes mais abundante que o irídio (CARMO et al., 2013).

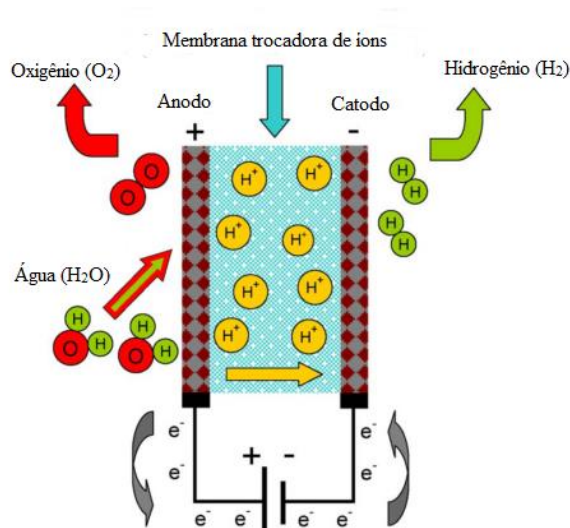


Figura 2.15 - Representação esquemática do princípio de operação da eletrólise do tipo PEM

Fonte: Adaptado de URSUA et al., 2012

Tabela 2.2 - Sumário de parâmetros da operação de eletrolisadores do tipo PEM (continua)

Densidade de Corrente (A/cm²)	1,0-2,0 ^{(1),(3)} 0,6-2,0 ⁽²⁾ 0,0-3,0 ⁽⁵⁾
Pressão H2 de saída (bar)	10 – 30 ⁽¹⁾ <30 ⁽²⁾ 15-30 atualmente; Potencialmente 300 bar ⁽³⁾
Temperatura de operação (°C)	50-80 ^{(1),(2)} <80 ⁽⁴⁾ 20-100 ⁽⁶⁾
Carga mínima (% da carga nominal)	5-10 ⁽¹⁾ 0-10 ⁽²⁾ 0 ⁽³⁾
Ramp-up de carga mínima para carga nominal	10-100 % _{carganominal} /s ⁽¹⁾ <10s ⁽³⁾
Tempo de partida a fria até carga mínima	5-15 min ⁽¹⁾ < 10 min ⁽³⁾
Pureza do H2 (%)	99,9-99,9999 ⁽¹⁾
Tensão de operação (V)	1,8-2,2 ⁽²⁾ Aprox 1,8 ⁽⁷⁾

Eficiência do sistema de eletrólise (%PCS)*	62-77** ⁽³⁾ 47-78 ⁽²⁾ 73 ⁽⁹⁾
Capacidade (kW)	0,2-1.150 ⁽¹⁾ 1000 ⁽³⁾
Capacidade (Nm³/h)	0,01-240 ⁽¹⁾ 1-230 ⁽⁵⁾
Maior planta em operação	6 MW ⁽⁸⁾
Custo de investimento	1.900-2.300 €/kW ⁽¹⁾ 1.000-2.000 \$/kW ⁽³⁾ 2.600 US\$/kW ⁽⁹⁾
Tempo de vida	• 20.000-90.000 h⁽¹⁾ • <20.000 h; 10-20 anos ⁽²⁾ • 5 anos com taxa de degradação de 2-4%⁽³⁾

*Referente à eficiência do sistema: eletrólise mais *balance of plant*, exceto em DECOURT et al., 2014** onde não está explícito.

Fonte: (1): (BERTUCCIOLI et al., 2014); (2) (CARMO et al., 2013);(3) (DECOURT et al., 2014); (4) (URSUA et al., 2012); (5) (MILLET; GRIGORIEV, 2013), (6) (GÖTZ et al., 2015); (7) (MARINI et al., 2012); (8) (SIEMENS, 2016); (9) (IEA, 2015a)

No tocante aos eletrocatalisadores, os eletrolisadores do tipo PEM empregam, geralmente, metais nobres. Portanto, não gozam do mesmo espectro de alternativas abordadas para a eletrólise alcalina. Para a reação de evolução de oxigênio²², o rutênio apresenta a maior atividade catalítica, porém o Ru não é estável para o potencial anódico de 1,23 V em meio ácido. Atualmente, o catalisador mais adotado para a REO é o IrO₂, assim como materiais à base de óxidos mistos como Ru_xIr_ySn_{1-x-y}O₂ e Ru_xIr_yTi_{1-x-y}O₂ com cargas de catalisador de ~2,0mg/cm². Platina ou paládio podem ser utilizadas para a reação catódica, tipicamente em substrato de carbono – o revestimento de catalisadores é da ordem de 0,5-1,0 mg/cm². Titânio poroso (porosidade >30%) é utilizado nos coletores de corrente que também requerem revestimento com metais do grupo da platina para proteção contra oxidação da superfície (tipicamente revestimentos de Pt ~1,0mg/cm²) (MILLET e GRIGORIEV, 2013).

MILLET e GRIGORIEV (2013) relataram os principais aspectos que abrem margem para aumento da eficiência da eletrólise e redução dos custos de investimento:

²² O sobrepotencial de ativação da REO representa 60-80% das sobretensões de operação de um típico eletrolisador PEM (NIEMINEN et al., 2010). Portanto, o desenvolvimento de materiais com melhor atividade eletrocatalítica para o anodo é um ponto fulcral para a melhoria de performance.

- 1) *Redução do conteúdo de MGP*: pode ser obtido a partir da dispersão de nanopartículas para aumentar a superfície ativa dos eletrodos. Nanopartículas de platina suportadas em carbono são comumente utilizadas no catodo. Para o anodo, a utilização de óxidos mistos (e.g. $\text{RuO}_2/\text{IrO}_2 - \text{SnO}_2$) tem se elevado, visando a “diluição” dos MGP em materiais mais baratos e duráveis. A adição dos óxidos de metais não-nobres aumentam a resistência a corrosão do eletrodo, porém a baixa condutividade ainda força a utilização de altas cargas de revestimento de MGP;
- 2) *Desenvolvimento de eletrocatalisadores a base de materiais que não são MGP*: nos últimos anos, vários catalisadores que não fazem parte do grupo da platina foram identificados e utilizados no lugar da Pt na REH. Experimentos foram realizados utilizando dissulfeto de molibdênio (MoS_2) e resultados mostraram ser um catalisador razoável para a REH, porém com atividade inferior a Pt. Nanopartículas de MoS_2 em óxido de grafeno apresentaram resultados superiores ao MoS_2 , mas ainda piores que o metal nobre convencional. Outros exemplos foram testes com a empregação de ânions de ácido fosfotungstônico (PWA) hibridizado com nanotubos de carbono²³ (CNT) e glioximas de níquel e cobalto. Ambos com desempenhos inferiores ao uso de platina (CARMO et al., 2013);
- 3) *Aumento da densidade de corrente*: os principais obstáculos provêm da condutividade insuficiente do eletrólito e aumento das perdas ôhmicas. O segundo pode ser contornado pela utilização de membranas mais finas, com a desvantagem de aumento da permeabilidade dos gases que ocasionam redução da eficiência faradaica e da pureza dos produtos;
- 4) *Aumento da temperatura de operação*: sendo o aumento limitado pela membrana, alguns materiais a base de polibenzimidazol (PBI) têm sido desenvolvidos para operação em aproximadamente 200°C. A alta condutividade iônica da membrana Nafion[®] pode ser sustentada diante de condições de desidratação com a adição de líquidos iônicos ou ácido fosfórico (AF). Estudos comprovam a operação da Nafion[®] dopada com AF em patamares de 200°C (CARMO et al., 2013);
- 5) *Aumento da pressão de operação*: no intuito de ensejar o armazenamento direto de hidrogênio em vasos pressurizados, principalmente em condições *stand alone* de operação em sistemas isolados calcados em fontes renováveis. O agente limitante é o

²³ Os nanotubos de carbono são comumente reconhecidos por possuírem maior condutividade de elétrons e resistência a corrosão do que o negro de fumo, sendo utilizados como suporte para catalisadores (CARMO et al., 2013).

aumento da permeabilidade da membrana, principalmente para a difusão de hidrogênio em direção ao anodo, podendo formar misturas inflamáveis. O Instituto Kurchatov desenvolveu e testou um módulo de operação que produz hidrogênio a taxa de 10 Nm³/h a ~130 bar;

- 6) *Extensão do tempo de vida de operação*: oferece a possibilidade de redução dos custos. Aqui, a referência estipula metas de alcance do limite superior do intervalo de 10.000-100.000 h;
- 7) *Redução dos custos com outros componentes*: os pratos bipolares e coletores de corrente constituem ~48% dos custos de um *stack* formado a partir de células eletrolíticas conectadas na configuração tipo filtro-prensa (Figura 2.16 e Figura 2.17). Estes materiais, tipicamente baseados em titânio, poderiam ser substituídos por materiais de menor custo (e.g. cobre, grafite, aço inoxidável) revestidos por materiais que apresentem elevada condutividade eletrônica e alta resistência a corrosão – substituindo o revestimento convencional de platina. Além da utilização de metais nobres, o processo de revestimento em si adiciona custos ao processo (CARMO et al., 2013). Os pratos separadores devem prover estrutura para a pilha eletrolítica, isolamento entre os gases produzidos no anodo e catodo e constituir um caminho de elevada condução térmica e elétrica. O revestimento ainda deve apresentar boa resistência ao ambiente ácido corrosivo e boa adesão ao substrato. Os principais desafios são identificar e sintetizar materiais alternativos com performances similares aos utilizados no estado da arte da tecnologia²⁴ (MILLET e GRIGORIEV, 2013).

²⁴ A maior parte da literatura disponível se refere à utilização com pilhas a combustível. O emprego em eletrolisadores deve considerar diferenças intrínsecas à ambos os processos (CARMO et al., 2013). Exemplos de estudos na área de pilhas a combustível: (BORUP e VANDERBORGH, 1995); (WIND et al., 2002); (LI e SABIR, 2005).

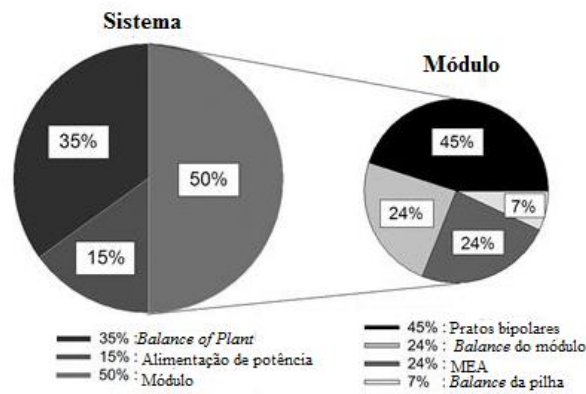


Figura 2.16 - Decomposição dos custos típicos de uma unidade de eletrólise PEM

Fonte: Adaptado de MILLET e GRIGORIEV, 2013

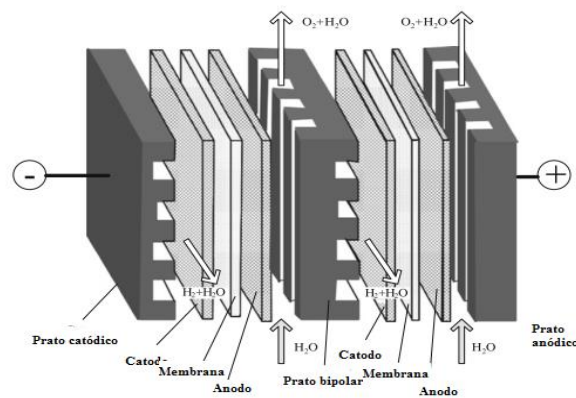


Figura 2.17 - Arranjo geométrico de um módulo de eletrólise PEM

Fonte: Adaptado de NATERER e DINCER, 2013

CARMO et al. (2013) ainda relataram alternativas promissoras de redução dos custos de investimento. A maioria é proveniente de avanços da área de pilhas a combustível do tipo PEM, de forma que ainda carecem de maior aplicação na eletrólise. Os autores destacam: i) utilização de núcleos do eletrodos constituído de metal não-nobre revestido por platina, numa configuração denominada *core-shell*. A combinação de Pt-Cu tem o potencial de redução da carga de MGP em até $0,2\text{g/cm}^2$ quando utilizado no catodo; ii) emprego de nanofios porosos composto por metais vítreos a base de platina, excluindo a necessidade de suporte para o eletrocatalisador que ocasiona perdas de área eletroquimicamente ativa em elevadas temperaturas (DOUBEK, 2013) e iii) utilização de camadas nanoestruturadas (NSTF, *Nanostructured thin films*) que reivindicam melhores desempenhos que a configuração

convencional Pt/C. Eletrocatalisadores NSTF's a base de $\text{Pt}_{68}\text{Co}_{32}\text{Mn}_3$ foram testados utilizando cargas de platina entre 0,10-0,15 mg/cm^2 com elevada durabilidade excedendo 4000 h (DEBE et al., 2012)

2.1.4 – Eletrólise a Óxido Sólido

O eletrolisador utilizando óxidos sólidos (SOE) como eletrólito é um conceito avançado de eletrólise do vapor d'água a elevadas temperaturas, tipicamente entre 600-900°C. Os primeiros estudos acerca dos SOE's datam dos idos de 1980 e grande parte do conhecimento gerado foi engendrado por experimentos utilizando as pilhas a combustível em modo reverso (URSUA et al., 2012). O foco seminal das pesquisas era o aproveitamento da energia térmica de concentradores solares ou o calor reaproveitável de centrais estacionárias de geração elétrica e reatores nucleares (EBBESSEN et al., 2014).

A Figura 2.18 representa graficamente o princípio de operação dos SOE's. Vapor e hidrogênio recirculado são alimentados ao catodo, onde ocorre a reação de redução (Eq. 28). Cerâmicas condutoras do íon O^{2-} agem como eletrólito sólido e separador dos eletrodos. No compartimento anódico, há a formação de oxigênio segundo a Eq. 29.



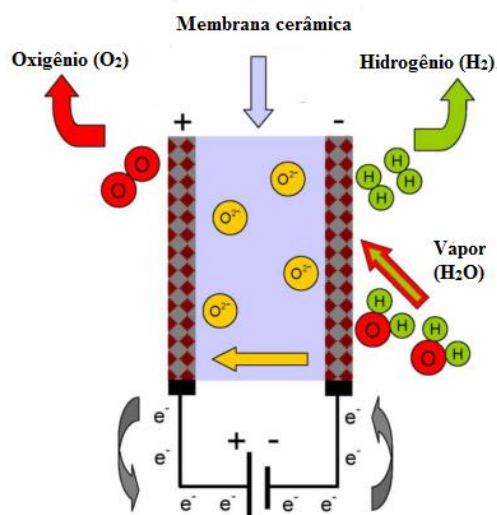


Figura 2.18 - Representação esquemática da operação do SOE

Fonte: Adaptado de URSUA et al., 2012

O eletrólito sólido é não-poroso, sendo o material largamente empregado constituído de zircônia (ZrO_2) estabilizada com ítria (Y_2O_3) – composto denominado YSZ- de forma que se produzam defeitos cristalográficos. O YSZ apresenta elevada condutividade iônica (O^{2-}), baixa condutividade elétrica e alta resistência mecânica (STAMBOULI e TRAVERSA, 2002). O catodo é tipicamente constituído de um material compósito (cermet) de níquel e YSZ, enquanto o anodo é comumente um compósito de YSZ e perovskitas como manganita de lantânio (LaMnO_3), ferrita de lantânio (LaFeO_3) e cobaltita de lantânio (LaCoO_3) dopadas com estrôncio para promover atividade catalítica e reduzir a reatividade com o eletrólito YSZ (URSUA et al., 2012).

Como explicitado na Seção 2.1.1, a eletrólise em elevadas temperaturas é favorecida termodinamicamente, reduzindo a demanda do montante de energia elétrica necessária. Teoricamente, na evolução da temperatura de 25°C a 1000°C, o potencial reversível da operação reduz de 1,23 V para 0,91 V, de forma que 40,1% da energia total a 1000°C pode ser de contribuição térmica (URSUA et al., 2012). Apesar de tal vantagem, na operação de SOE's, a corrente de saída do catodo é constituída de hidrogênio e vapor, incorrendo em custos e penalidades energéticas na purificação subsequente do H_2 . Neste sentido, estão sendo realizados avanços no desenvolvimento de cerâmicas condutoras de prótons (e.g. zirconato de estrôncio) que operam com temperaturas na faixa de 700°C e produzem hidrogênio puro no catodo,

reduzindo a complexidade do módulo eletrolítico (SAKAI et al., 2009). Nesta configuração²⁵, o funcionamento é similar ao de eletrolisadores PEM e se destaca por permitir a eletrólise da água combinada com conversão eletroquímica do CO₂ em CO, gerando gás de síntese (*syngas*) ensejando uma possível rota de produção de combustíveis líquidos. Cerca de 1-2% do produto da coeletrólise é metano e as SPCEC's também tem potencial para serem utilizadas para evolução de CH₄ em hidrocarbonetos de cadeia mais longa (EBBESEN et al., 2014).

A tecnologia SOE's ainda se encontra em estágio de P&D. Algumas empresas e centros de pesquisa como *Siemens-Westing House* (EUA-Alemanha), *Kurchatov Institute* (Rússia), *Idaho National Laboratory* (INL, EUA) e *Institute of Nuclear and New Technology* (INET, China) estão envolvidos no desenvolvimento da eletrólise a temperaturas elevadas. Grande parte dos estudos realizados consideram a configuração tubular da célula eletrolítica. Esta configuração apresentou resultados de taxas de produção de 17,6 NI/h a 1000°C, 0,4 A/cm² e 39,3 W de potência de alimentação (URSUA et al., 2012). Recentemente, a concepção planar de empilhamento tem se mostrado mais atrativa. Em comparação com a configuração tubular, apresentam performance superior devido a melhor distribuição dos gases além de representarem menores custos de investimento (EBBESEN et al., 2014).

O principal obstáculo para a viabilização da tecnologia é a estabilidade a longo prazo dos componentes do módulo eletrolítico submetido a condições de elevada temperatura. A degradação SOE's tem ocorrido em ritmos mais acelerados do que em relação à operação como pilha a combustível. Muitos dos testes de performance que foram realizados endossam a necessidade de avanços para que se atinja a etapa de comercialização. Foram reportadas taxas de degradação²⁶ da ordem de 3,2%/1000h operando a 800°C e 0,3 A/cm² (SCHILLER et al., 2009), 2%/1000h a 850°C e 0,5 A/cm² (HAUCH et al., 2008), entre outras relatadas em LAGUNA-BERCERO (2012). Uma taxa de degradação abaixo de 8% em um período de 20.000 horas deve ser atingido antes da comercialização (DECOURT et al., 2014). O contorno de operação em condições tão extremas perpassa a possibilidade de operação em temperaturas abaixo do intervalo 700-800°C²⁷, porém a condutividade da cerâmica YSZ já não é mais tão

²⁵ Denominada por SPCEC (*Solid Proton Conducting electrolysis cell*) (EBBESEN et al., 2014).

²⁶ Taxas de degradação referentes a tensão de operação da célula, podendo também ser denominada por $\mu\text{V/h}$. A taxa de degradação de 3,2%/1000 h significa uma elevação do potencial de operação em 3,2% a cada 1000h.

²⁷ A análise exérgica da operação de SOE's se faz necessária diante da utilização de uma parcela significativa de energia térmica. NI et al., (2007) concluíram que a diferença entre a eficiência energética e exérgica para operação em altas temperaturas é pequena devido: i) quantidade proporcionalmente inferior de energia térmica em relação a eletricidade e ii) utilização de calor de alta qualidade (alta temperatura). Os autores sugerem que em temperaturas mais reduzidas, a diferença pode ser superior, vindo a ser um parâmetro relevante.

satisfatória. Neste sentido, novos materiais tem sido propostos - e.g. zircônia dopada com escândio (MILLET e GRIGORIEV, 2013).

Em relação à operação dinâmica de SOE's, o eletrólito cerâmico apresenta comportamento indesejável diante de flutuações de carga, principalmente devido aos *stress* térmico sobre o compósito. Este fato dificulta a aplicação de SOE's na integração de fontes renováveis estocásticas, sendo seu potencial delegado ao acoplamento com fontes contínuas de calor residual (SCHIEBAHN et al., 2015). A Tabela 2.3 sumariza algumas características de operação de SOE's disponíveis na literatura. Por se tratar de uma tecnologia em estágio de desenvolvimento, as informações são mais heterogêneas e escassas. Os valores de eficiência são referente ao montante global de energia, i.e., considera a eficiência de conversão da energia térmica e elétrica.

Tabela 2.3 - Sumário de parâmetros da operação de SOE's

Densidade de Corrente (A/cm²)	0,5-1,0 ⁽¹⁾ 0,0-2,0 ⁽²⁾
Pressão H₂ de saída (bar)	10-40 ⁽¹⁾ <30 ⁽⁷⁾ 1-5 ⁽²⁾
Temperatura de operação (°C)	600-1000
Tensão de operação (V)	0,91-1,3 ⁽³⁾
Eficiência do sistema de eletrólise (%PCS)	89% (atualmente) – 98% (potencial) ⁽¹⁾ 70-98 ⁽⁴⁾
Custo de investimento	\$1000/kW atualmente; \$170/kW em potencial ⁽⁵⁾
Tempo de vida	500-2000 h ⁽²⁾ 1000 h ⁽¹⁾

Fonte: (1): (DECOURT et al., 2014); (2) (MILLET; GRIGORIEV, 2013), (3) (GÖTZ et al., 2015); (4) (IEA, 2007); (5) (URSUA et al., 2012)

Em suma, a eletrólise alcalina avançada e do tipo PEM despontam como principais alternativas para a operação dinâmica necessária para integração fontes renováveis variáveis. Esta seção também visa apresentar algumas das principais metas e projeções realizadas para o desenvolvimento destas tecnologias de produção de hidrogênio. A utilização de SOE's para estes fins esbarra no acoplamento desejável com fontes contínuas de calor de alta qualidade e a degradação dos eletrólitos sólidos diante de condições de elevado *stress* térmico.

2.2 – Armazenamento do Hidrogênio

Os segmentos de armazenamento e transporte de hidrogênio gozam da experiência das indústrias química e petroquímica em sua utilização (DECOURT et al., 2014). Entretanto, apesar de apresentar densidade energética em base mássica (H_2 : 120 MJ/kg) aproximadamente três vezes superior à gasolina (~44 MJ/kg), o seu conteúdo energético por unidade de volume é muito inferior quando comparado a outros hidrocarbonetos (Figura 2.19) devido à sua baixa densidade em estado gasoso – 0,089 kg/m³ nas condições de 1,013 bar e 273 K (KLELL et al., 2006); (LOZANO-CASTELLÓ et al., 2013). Portanto, para competir com combustíveis convencionais, o hidrogênio gasoso nas condições CNTP necessita de técnicas de armazenamento que possibilitem o aumento da densidade energética em base volumétrica. De maneira geral, as tecnologias maduras constituem no armazenamento do H_2 em sua forma gasosa (tanques pressurizados, armazenamento geológico), líquida (tanques criogênicos) e através de absorção em materiais avançados (hidretos metálicos).

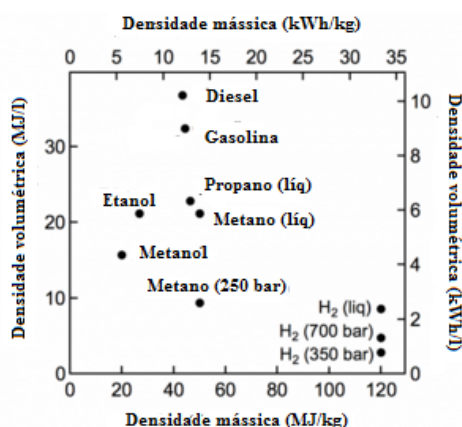


Figura 2.19 - Comparação entre densidade energética em bases mássica e volumétrica do hidrogênio vs hidrocarbonetos

Fonte: Adaptado de DOE, 2016

I. Tanques pressurizados: armazenam hidrogênio em sua forma gasosa e requerem etapa prévia de compressão. Os tanques disponíveis seguem uma hierarquia de acordo com a sua estrutura e material utilizados (tipo I, II, III e IV). Os dispositivos do tipo I eram compostos por aço inoxidável com pressurização típica da ordem de 175-200 bar. Os tanques mais recentes do tipo IV são calcados em compósitos de fibras de carbono atingindo níveis de pressão de

armazenamento de até 800 bar (CERRI et al., 2012). Aplicações estacionárias geralmente não requerem pressões acima de 200 bar, enquanto o emprego em veículos a pilha a combustível demandam pressões de 350-700 bar (DECOURT et al., 2014). Típicos módulos de armazenamento industrial para aplicações estacionárias utilizam de 3-18 cilindros do tipo I com capacidade de aproximadamente 700 kg a 160 bar. A decisão por utilização de cilindros com tecnologia mais avançada e pressão mais elevada irá depender do *trade off* entre capacidade de armazenamento e custos de investimento;

II. Armazenamento geológico: três tipos de estruturas têm sido avaliadas para o armazenamento geológico de H₂: cavernas de sal, aquíferos e reservatórios depletados de hidrocarbonetos. De acordo com o DOE, existem atualmente quatro empreendimentos que utilizam armazenamento geológico de H₂ - três no Texas, EUA e um em Teeside, Inglaterra - sendo todos estes em cavernas de sal (DOE, 2013b). Esta alternativa padece da necessidade de manter um montante mínimo de gás na estrutura para a manutenção da pressão do reservatório, além de depender da disponibilidade de tais estruturas geológicas. Porém, se destaca em aplicações de armazenamento de grande quantidade de hidrogênio durante longo período de tempo, uma vez que a frequência de retirada de gás também é limitada pelas características estruturais. Exige níveis modestos de compressão (20 a 180 bar) e baixos custos operacionais;

III. Armazenamento de hidrogênio líquido: incorre na liquefação do hidrogênio como forma de aproveitar sua maior densidade volumétrica em estado líquido – 70,8 kg/m³ a 1 atm e -253°C (ponto de ebulição). Recipientes (esféricos ou cilíndricos) com isolamento são utilizados, consistindo de um duas camadas intermediadas por vácuo. Os maiores recipientes são geralmente esféricos de forma a reduzir a área da superfície e minorar perdas evaporativas²⁸. Aço inoxidável austenítico é bastante utilizado devido sua baixa plasticidade até mesmo em baixíssimas temperaturas e não sofrem efeito de empolamento (KLELL et al., 2006). A etapa de liquefação ainda constitui uma importante penalidade energética da ordem de 20-25%, além do modal apresentar tempo limitado de armazenamento diante de taxas de evaporação (*boil off*) de 0,5-1,5% por dia (DECOURT et al., 2014);

IV. Hidretos metálicos: conceito de armazenamento a partir de absorção do hidrogênio na estrutura de cristais metálicos. A reação de absorção é exotérmica e resfriamento é necessário

²⁸ Atualmente, a forma mais econômica de armazenar grandes volumes de hidrogênio líquido se dá por meio de esferas concêntricas constituídas de aço carbono (superfície externa) e aço inoxidável (superfície interna). No Cabo Canaveral, a NASA possui um reservatório esférico com diâmetro externo de 20 m e capacidade de armazenamento de 3.800 m³ (DOE, 2013b).

para favorecer a reação. A dessorção é um processo endotérmico, de forma que quando aquecido, o hidreto metálico tem suas ligações metal-hidrogênio quebradas permitindo a recombinação da molécula de H₂. A formação de hidretos metálicos dirime a necessidade de elevadas taxas de compressão e liquefação do hidrogênio eletrolítico. (DECOURT et al., 2014).

A Tabela 2.4 apresenta aspectos técnicos das três rotas de armazenamento de hidrogênio. A densidade em base mássica é medida em termos da porcentagem de massa de H₂ em relação ao sistema de armazenamento. A eficiência inclui as etapas de compressão para o armazenamento gasoso, liquefação para o armazenamento de H₂ líquido e os equipamentos auxiliares para absorção em hidretos metálicos.

Tabela 2.4 - Comparação entre características técnicas de modais de armazenamento (continua)

	Capacidade	Capacidade de armazenamento a longo prazo	Eficiência	Densidade em base mássica (sistema)	Densidade em base volumétrica (kWh _{ch} /m ³)
Tanques pressurizados (200-700 bar)	0,1-10 MWh por tanque	Elevada – sem vazamento	89-91% (350 bar) 85-88% (700 bar)	3,0-4,8% (m/m)	670-1.300
Armazenamento geológico	1 GWh até vários TWh por caverna	Elevada – vazamento insignificante	90-95%	_____	65,0 a 20 bar
Armazenamento criogênico	0,1-100 GWh por tanque	Reduzida – fenômeno de <i>boil-off</i>	55-75%	6,5-14,0% (m/m)	1.400-1.600
Hidretos metálicos	Até 25 MWh	Elevada	80-98%	2,0-7,0% (m/m)	4.200 para hidretos de magnésio (Mg ₂ H)

Fonte: DECOURT et al., 2014

O desenvolvimento recente das possibilidades de aplicação *on board* de hidrogênio, em particular em veículos híbridos movidos a pilha a combustível e bateria elétrica - FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicle*) – tem incentivado o desenvolvimento de materiais avançados de armazenamento. Os principais desafios à frente da consolidação destes materiais são os requisitos relacionados a custo, durabilidade, taxas de carga/descarga, qualidade do combustível, eficiência e segurança, além do aspecto fulcral de aumento do conteúdo energético por unidade de volume para ensejar a competição com os derivados de petróleo (DOE, 2013c). A utilização de armazenamento em estado sólido tem se expandido além dos convencionais hidretos metálicos para outros modais, como i) hidretos complexos (e.g. alanatos e borohidretos); ii) adsorção física em materiais a base de carbono (e.g. nanofibras de grafite e nanoporos de carbono), estruturas de metais orgânico (MOF, *Metal Organic Framework*), zeólitos e hidratos de clatrato; iii) armazenamento químico irreversível em estruturas como NH_3BH_3 (IEA, 2006; CERRI et al., 2012; DOE, 2013c).

Além da possibilidade de utilização destes materiais avançados, progressos também estão sendo realizados no armazenamento de H_2 gasoso comprimido a temperaturas abaixo de 150 K (*cryo-crompressed storage*) aumentando de forma significativa o conteúdo energético por unidade de volume. Porém, como já supramencionado, a benesse vem acompanhada da elevada penalidade energética associada ao sistema criogênico (PASTER et al., 2011; DOE, 2013c).

2.3 – Transporte e Distribuição do Hidrogênio

No tocante ao transporte do H_2 , de acordo com DOE (2014b), três modais são considerados atualmente:

- i. Transporte por dutos (H_2 gasoso): ocorre a pressão de 30 a 80 bar. A utilização de dutos (*pipelines*) de aço podem incorrer no fenômeno de empolamento²⁹ (*embrittlement*) da

²⁹ A problemática deriva do fato de o hidrogênio atômico ser capaz de se difundir pela estrutura do aço. Moléculas de H_2 podem se desassociar na superfície do material em dois átomos de H. Estes átomos podem se recombinar em camadas mais internas da estrutura, formando gás hidrogênio H_2 em defeitos existentes. Subsequente à formação do gás, há o aumento da pressão nestes espaços em que houve recombinação que pode colimar em fraturas (ZWAAN, VAN DER et al., 2011).

estrutura, podendo causar fraturas. Estuda-se a utilização de dutos à base de polímeros (fiber-reinforced polymer – FRP) que não estão sujeitos a tal fenômeno;

- ii. Transporte em tanques de H₂ gasoso comprimido (*tube trailers*): nos EUA, estão limitados à utilização de pressão a 250 bar. Este valor limítrofe restringe o carregamento de 250-550 kg por viagem dos caminhões. A elevação da pressão em que é realizada o transporte pode ensejar carregamentos de até 1000 kg em patamares de 540 bar;
- iii. Transporte de tanques de H₂ em forma de líquido criogênico: eleva a capacidade de carregamento para 4.000 kg por viagem dos caminhões. Entretanto, apresenta alta penalidade energética (~13 kWh/ kg-H₂), além de riscos de *boil-off* do hidrogênio líquido.

O transporte de H₂ gasoso via dutos é vigente há mais de 50 anos e, atualmente, já existe uma malha de aproximadamente 16.000 km de dutos para municiar indústrias químicas e refinarias. Malha de dutos bastante densas existem na França, Bélgica, na região do Ruhr na Alemanha e no Golfo do México (SINGH et al., 2015). Os EUA já possuem cerca de 2.100 km de rede de transporte do H₂ por dutos de aço e o transporte a pressões constantes não apresenta os efeitos de empolamento causado pelo H₂. Este fenômeno pode ser intensificado para linhas de distribuição, em que o acúmulo da capacidade de armazenamento por elevação da pressão (*line packing*) pode intensificar o processo de *embrittlement*. A substituição do aço por FRP alimenta perspectivas de diminuição dos custos associados ao transporte e dissolução dos problemas relacionadas à fadiga da estrutura (DOE , 2014b).

Um *trade-off* existe entre custos fixos e variáveis para modal de transporte utilizado. Enquanto o transporte gasoso em caminhões apresentam o menor custo de investimento, os custos variáveis são elevados devido à baixa capacidade volumétrica de transporte. O oposto é observável para a utilização de *pipelines* que significam altos custos afundados de investimento inicial e baixos custos variáveis, principalmente da operação de compressores. Este aspecto requer uma elevada taxa de utilização dos dutos para limitar o custo nivelado de transporte de H₂ (IEA, 2015a).

O transporte por dutos é a alternativa utilizada para transporte de grandes quantidades de hidrogênio a maiores distâncias. O custo nivelado de transporte diminui com o aumento da vazão mássica e taxa de utilização do capital imobilizado (AMOS, 1998). Os custos de investimento irão depender principalmente do diâmetro e da distância percorrida, além de aspectos como a topografia e densidade populacional da região. A necessidade de utilização de

materiais não porosos, de alta qualidade (aço inoxidável) e necessidade de prevenção contra empolamento e corrosão faz com que se estime um custo de investimento 10% maior do que para gasodutos de gás natural³⁰. Dutos existentes apresentam diâmetro na faixa de 0,013 – 0,5 m (DECOURT et al., 2014). Segundo ZWAAN et al. (2011), as parcelas do custo de investimento de um duto de diâmetro igual a 0,3 m são referentes a: i) 17% materiais, ii) 54% mão de obra, iii) 8% direito de passagem e iv) 21% outros custos. As estimativas atuais de custo variam de ~US\$ 478.000/km para um duto de diâmetro igual a 6" (US\$ 80/m.pol) a US\$2,8 milhão/km para o diâmetro de 40" (US\$ 70/m.pol), incluindo os custos de direito de passagem (DOE, 2013b).

A conversão de dutos existentes para o transporte de gás natural e óleo também é uma alternativa para redução dos custos de investimento iniciais. A adequação destes dutos deve ser examinada diante da possibilidade do fenômeno de empolamento, havendo a possibilidade de desenvolvimento de tecnologias de revestimento. A menor densidade do hidrogênio em estado gasoso também tornaria o processo de compressão mais energo-intensivo, requisitando novos compressores e equipamentos auxiliares (DOE, 2013b).

Devido a menor capacidade de transporte das alternativas rodoviárias, estas são tipicamente delegadas à distribuição de menores quantidade e menores distâncias. A maior densidade do hidrogênio em estado líquido confere ao modal de transporte criogênico a preferência em demandas superiores e distâncias maiores. Porém, a sua elevada penalidade energética inviabiliza economicamente o seu emprego no transporte de quantidade menores em distâncias curtas (SINGH et al., 2015). Mais de 90% do hidrogênio comercializado atualmente é transportado em sua forma líquida, de forma que se configura como o modal rodoviário mais econômico para demandas superiores a 100 kg/dia e distâncias maiores que 300 km. Existem 10 plantas de liquefação na América do Norte cujas capacidades variam entre 5.400 – 32.000 kg/dia (DOE, 2015a).

O processo típico de liquefação é energo-intensivo e envolve uma sequência de compressão, expansão isentálpica através de uma válvula de Joule-Thompson, expansão através de uma turbina e resfriamento com nitrogênio líquido através de um trocador de calor a base de alumínio. A tecnologia ainda apresenta catalisadores para acelerar a conversão das moléculas

³⁰ AMOS, (1998) considera a estimativa de custos entre 50-80% maiores do que a infraestrutura de gás natural.

de hidrogênio da configuração *orto* para a configuração *para* em termos do *spin* dos orbitais³¹, reduzindo o fenômeno de *boil-off*. Atualmente, plantas de pequena escala de liquefação de H₂ atuam com consumo energético variando entre 12-15 kWh por quilograma de hidrogênio líquido. A expectativa do DOE é da redução para 8-10 kWh/kg para plantas de maior escala (DOE, 2013b).

O transporte e distribuição de hidrogênio não constitui um desafio técnico na cadeia do PtG, porém o planejamento estratégico dos modais utilizados é um fator determinante para o sucesso da atividade econômica. A Tabela 2.5 sumariza os principais aspectos de cada tipo de transporte, expondo suas vantagens e desvantagens.

Tabela 2.5 - Aspectos de diferentes modais de transporte e distribuição de hidrogênio (continua)

	Dutos	Tanques Criogênicos (rodoviário)	Gás comprimido em cilindros (rodoviário)
Vantagens	Grandes volumes; Alta eficiência; Provê armazenamento	Maiores volumes que gasoso rodoviário	- Pode ser utilizado em pequena escala
Desvantagens	Capital intensivo Requer alta vazão mássica para justificar investimento	<i>Boil off</i> Processo de liquefação caro e ineficiente	Ineficiente energeticamente Pequenas cargas por viagem
Adequado para	Volume muito grande Necessidade de armazenamento em <i>pipeline</i>	Grande volume de gás	Pequenos volumes Pequenas distâncias
Capacidade	Até 100.000 kg/h (3,9 GW)	Até 4.000 kg por caminhão	Até 400 kg por caminhão
Custo de capital	\$200.000-1 milhão / km	\$300 - 400 mil por caminhão	\$300.000 por caminhão

³¹ Cada átomo de hidrogênio do gás H₂ contém um próton. Na forma orto-hidrogênio, a molécula diatômica apresenta prótons com *spins* em paralelo, enquanto na forma para-hidrogênio os *spins* se encontram em antiparalelo. O hidrogênio gasoso (CNTP) é uma mistura de 25% orto-hidrogênio e 75% para-hidrogênio. No patamar de temperatura de liquefação (20 K), ocorre a conversão da configuração *orto*- para *para*-hidrogênio de maneira exotérmica, constituindo uma fonte de calor para a gasificação (*boil-off*). O desejável é que a conversão ocorra previamente durante a liquefação, daí a utilização de catalisadores como carvão ativado, óxido férrico, metais terras-raras, óxido de cromo ou ainda certos compostos de níquel (DOE, 2013b).

	~US\$60/m.pol*		
	\$0,1 - 2,0 / kg de H ₂ ou mais dependendo da distância e quantidade	\$0,3 kg de H ₂ (exclusive planta de liquefação)	\$0,10 - 0,40/ kg de H ₂
Custo de O&M	Compressores \$0,03 / kg de H ₂	Mão de obra \$0,02-0,20/kg de H ₂	Mão de obra \$0,5-2,0 /kg de H ₂
Custo Total (\$/kg/100km)	\$0,10-1,00	\$0,3-0,5	\$0,5-2,0
Demanda energética	Compressores	Combustível	Combustível
Eficiência (não considerando a compressão)	99,2% por 100 km	70-75% eficiência de liquefação 99,0% para o transporte	94% por 100 km, devido o uso de combustível e processo de descarga.

Nota: * Cálculos realizados a partir das estimativas de US\$ 765.000/ milha para duto de diâmetro 8", exclusive custos com direito de passagem. Fonte: (DOE, 2015a)

Fonte: Adaptado de SINGH et al., 2015

O hidrogênio gasoso comprimido ou em estado líquido também pode ser transportar via trens, barcos e navios. Estes modais apresentam a vantagem de transportar cargas maiores de hidrogênio e podem ter um papel importante em etapas de transição onde a demanda por H₂ não é tão alta e faltam incentivos para construção de dutos (DOE, 2013b). O transporte líquido nestas alternativas pode usufruir de mecanismos de reutilização do gás fugitivo (*boil off*) através de reliquefação para viagens que percorrem grandes distâncias (WINTER, 2009). O transporte intercontinental marítimo por meio de navios apresenta potencial em cenários de estágio mais avançado de descarbonização da matriz energética mundial e pode gozar da experiência prévia de navios transportadores de gás natural liquefeito (GNL) (WINTER, 2009). Atualmente, estima-se a capacidade de transporte de até 10 milhões de kg de hidrogênio liquefeito por embarcação (BALAT, 2008).

Como exemplo de embarcações de menor porte, nos anos iniciais do *Kennedy Space Center* hidrogênio líquido era transportado do ponto de produção no Golfo do México para o Cabo Canaveral por meio de barcas em containers com capacidade de 900 m³ (~ 63 toneladas). Durante os anos 90, estudos de transporte transatlântico foram desenvolvidos no Canada como

parte do *Euro Quebec Hydro Hydrogen Project* (EQHHP). Uma das configurações consideradas era a utilização de cinco barcas menores transportadas por um navio que possibilitaria o desacoplamento no ponto de chegada. A capacidade das barcas nos projetos variavam entre 7.000-21.000 kg de hidrogênio líquido com taxas de perda evaporativa de 0,2- 0,4% (AMOS, 1998). Tal alternativa de navegação interior pode apresentar um papel importante na integração energética das fontes eólicas proeminentes na região Nordeste, uma vez que o Rio São Francisco possibilita a ligação entre esta e a região Centro-Sul de maior demanda por serviços energéticos. As embarcações utilizadas no transporte hidroviário na Bacia do São Francisco são comboios com um empurrador e seis chatas de capacidade de até 500 t - totalizando um total de 3.000 t - e velocidade de navegação de 5 km/h (ANTAQ, 2013).

O planejamento estratégico das plantas de produção de hidrogênio pode assumir diversos caminhos em termos de sua localização. A Figura 2.20 apresenta um esquema de utilização de transporte mais barato de acordo com a distância percorrida, de acordo com DECOURT et al., (2014). A partir da ideia seminal de geração de H₂ a partir de um possível excedente elétrico em um cenário de grande inserção de fontes variáveis, existem duas rotas possíveis:

- i. *Plantas co-localizadas com unidades geradoras de energia elétrica a partir de fontes renováveis.* Poderia ser o caminho adotado por usinas de energia eólica, onde a planta co-localizada de eletrólise poderia ser fonte de monetização de possíveis excedentes a partir da comercialização de hidrogênio e aumento do fator de capacidade dos empreendimentos em leilões de energia elétrica. Esta configuração teria que arcar com maiores custos de transporte no caso de venda do H₂ gerado;
- ii. *Plantas de Hidrogênio localizadas próximo ao centro de consumo e com diferentes estratégias de controle da operação da eletrólise.* As plantas de produção de H₂ podem se localizar nos distritos industriais próximas a grandes centros de consumo, reduzindo os custos de transporte. O planejamento operacional enseja que a produção ocorra nos instantes de menor preço da energia elétrica, indicando um descolamento entre oferta e demanda e fornecendo serviços ancilares ao *grid* elétrico. WALKER et al., (2015) coteja sob à luz das emissões de GEE os métodos de produção de hidrogênio baseadas na operação contínua da eletrólise, operação baseada em preços limítrofes da energia elétrica e operação baseada em um fator de emissão de CO₂ do *grid* elétrico.

Este trabalho foca na produção de hidrogênio destinada à injeção na rede de gás natural, de forma que, portanto, tem as possíveis localidades de implementação de plantas de PtG restringidas aos gasodutos de gás natural. A opção de geração de hidrogênio eletrolítico junto à usinas de energia renovável configura um ponto de estudo importante para trabalhos futuros.

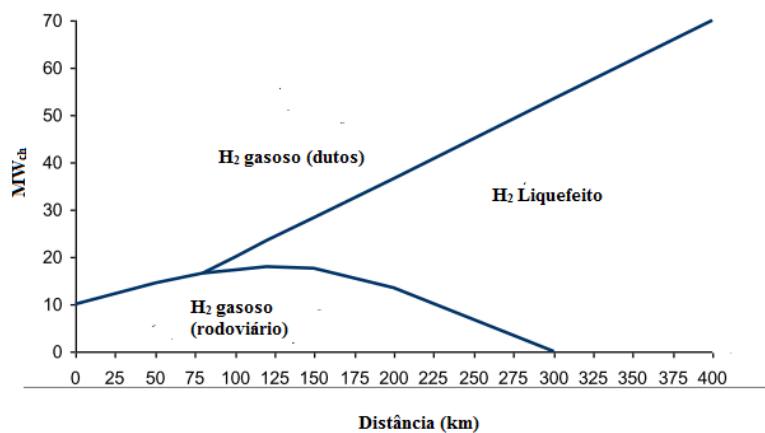


Figura 2.20 - Opções de menor custo de transporte de H₂ de acordo com a distância e a quantidade

Fonte: Adaptado a partir de DECOURT et al., 2014

3. ENERGIA EÓLICA E SUA PARTICIPAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE

Este capítulo tem o intuito de analisar a capacidade instalada e performance de empreendimentos eólicos na região Nordeste, assim como as perspectivas de expansão das Usinas de Energia Eólica (UEE's). Previamente, será realizada uma breve contextualização histórica sobre a evolução da tecnologia de conversão de energia eólica, elucidando sobre o atual estado da arte de aerogeradores. Neste âmbito, o foco é aplicado sobre a tipologia dos geradores elétricos utilizados e avanços logrados para adequação das UEE's ao recrudescimento das exigências (*grid code*) para conexão ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) devido à expansão da capacidade eólica instalada ao redor do mundo.

Tais exigências visam manter a confiabilidade do sistema elétrico de potência diante do deslocamento das máquinas síncronas convencionais que são necessárias para manter a estabilidade do sistema elétrico de potência. A necessidade de que tais geradores mantenham-se conectados à rede aumenta a probabilidade de ocorrência de energia eólica que poderia ser “vertida” em momentos de alta incidência de ventos e baixa demanda.

3.1 – Tecnologia Eólica

O conceito de conversão da energia cinética contida nas massas de ar em energia mecânica é uma das formas mais antigas de aproveitamento da energia, destacando-se a utilização de moinhos no bombeamento de água e moagem de grãos. Com o advento da Revolução Industrial e o surgimento da máquina a vapor, os moinhos foram paulatinamente substituídos (CRESESB, 2008).

Primeiros estudos acerca da geração de eletricidade a partir da energia eólica datam do final do século XIX. Já no início do século XX, os Estados Unidos difundiram o uso de aerogeradores em pequenas propriedades rurais isoladas, enquanto a Rússia investia na conexão de médio grande porte e grande porte diretamente na rede. A eclosão da Segunda Guerra Mundial fez com que as nações adotassem políticas de economizar combustíveis fósseis,

fomentando desenvolvimento de aerogeradores de maior porte³². Após o fim do conflito, os combustíveis fósseis voltaram a abundar no cenário mundial, solapando maiores iniciativas comerciais de empreendimentos eólicos devido à falta de competitividade (CRESESB, 2008).

Os choques do petróleo dos anos 70 reacenderam investimentos em alternativas energéticas ao hidrocarboneto no sentido de mitigar a dependência energética externa das nações. Principalmente a partir da década de 1990, o estado da Califórnia, Alemanha e Dinamarca apresentaram avanços tecnológicos significativos, aumentando substancialmente a participação da energia eólica no setor elétrico. As questões de mudanças climáticas globais também agiram como força motriz para o desenvolvimento da elioeletricidade. No período entre 1999 e 2014, a capacidade acumulada no mundo saltou de modestos 14 GW para aproximadamente 370 GW (REN21, 2015).

O amadurecimento da indústria eólica é ilustrado não somente pelo pujante aumento da capacidade instalada, mas também pela tendência da indústria de componentes. A construção de maiores aerogeradores (pás de maior comprimento e alturas mais elevadas para melhor aproveitamento do recurso eólico) ensejam operação de turbinas eólicas em diferentes regimes de vento e condições operativas, contribuindo para a competitividade de empreendimentos eólicos. Atualmente, as turbinas eólicas em operação *onshore* variam entre 1,5-3,0 MW, enquanto unidades *offshore* apresentam potência média instalada da ordem de 3,7 MW. Novas máquinas no intervalo de 5-8 MW vêm sendo testadas para aplicação *offshore* na Europa e Ásia, de modo já existem turbinas instaladas de 8 MW da empresa dinamarquesa Vestas (REN21, 2015). A Figura 3.1 revela a evolução dos aerogeradores comerciais em termos de altura e potência.

³² Neste período os EUA desenvolveram o maior aerogerador projetado até então com 1,250 MW. O gerador síncrono operava em corrente alternada e conectado diretamente à rede elétrica (CRESESB, 2008).

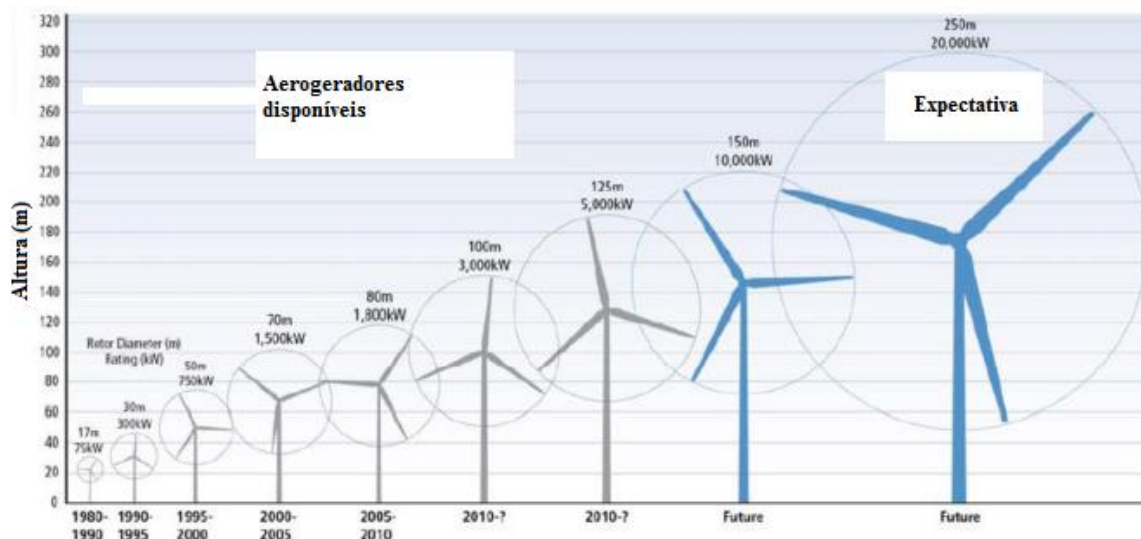


Figura 3.1 - Evolução da capacidade em termos da altura e comprimento das pás de aerogeradores comerciais

Fonte: IPCC, 2011

É mister ressaltar que no caso de aerogeradores *onshore*, o aumento da altura dos aerogeradores e do tamanho tende a ser limitados por gargalos logísticos de transporte dos componentes muito grande em rodovias e dos equipamentos necessários para a montagem. Tais entraves são mitigados para a aplicação *offshore* que tende a gozar dos ganhos de escala no aproveitamento dos ventos afastados da costa. De acordo com IRENA (2012), um típico aerogerador moderno é composto por:

- Pás: perfis aerodinâmicos responsáveis por converter parte da energia cinética do vento em trabalho mecânico. Estão sujeitas à forças de sustentação (perpendicular a direção de escoamento do vento) e de arrasto (atua na direção do escoamento). Rotores de eixo horizontal são predominantemente movidos por forças de sustentação. Turbinas modernas são tipicamente compostas por 3 pás. Geralmente são compostas por fibra de vidro ou resina epóxi;
- Nacele: contém uma série de componentes como: gerador, caixa multiplicadora (não necessária em alguns geradores de ímã permanente), transformador, sistema de *yaw*³³, dispositivos de eletrônica de potência para o controle, etc. A nacele representa de 35 a 50% dos custos do aerogerador;

³³ Mecanismo que direciona o eixo do aerogerador para a direção incidente dos ventos maximizando a extração da energia dos ventos.

- Caixa multiplicadora: tem como função adaptar a baixa velocidade do rotor (tipicamente entre 10 a 25 rpm) à velocidade de rotação mais elevada dos aerogeradores. Não é necessária em geradores de imã permanente com acionamento direto;
- Gerador: responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica. Tipicamente operam a 690 volts e corrente alternada trifásica;
- Sistema de controle: composto por dispositivos de eletrônica de potência, é utilizado para fins de monitoramento, controle e coleta de dados da operação do aerogerador;
- Transformador: geralmente é abrigado dentro da torre do aerogerador. Tem a função de elevar a tensão de saída do gerador de acordo com as exigências do *grid* elétrico;
- Torre: estruturas tabulares feitas de aço e/ou concreto que sustentam toda a estrutura do aerogerador. A altura das torres é dependente da localização do empreendimento eólico por ser dimensionada em função do diâmetro do rotor e das condições de velocidade do vento. Representam 20 a 25% do custo do aerogerador.

No Brasil, até pouco tempo, era comum a importação quase que integral da nacele e do cubo por parte das montadoras. Os critérios da FINAME para obtenção de financiamento exigia um mínimo de conteúdo local da ordem de 60%, que era contemplada basicamente pela produção nacional de pás, torres e outros componentes. Ainda não há em território brasileiro fabricantes de itens de alta tecnologia como sistemas de controle, sensores anemômetros, caixas multiplicadores e imãs permanentes³⁴ (ABDI, 2014).

No que tange à disponibilidade e conversão eletromecânica da energia primária, estas podem ser definidas pelas Equações 30 e 31.

- a. Energia Primária disponível:

$$E_{\text{disponível}} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{Eq. 30}$$

- b. Potência máxima a ser extraída por uma turbina:

$$P_{\text{máx}} = \eta \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad \text{Eq. 31}$$

³⁴ Os estados de Pernambuco e São Paulo são os únicos que reúnem os três elos fundamentais da cadeia produtiva do aerogerador. Na região de Ipojuca – PE, próximo ao Complexo Industrial Portuário de Suape, há uma montadora (IMPSA), um fabricante de torres (GESTAMP) e um fabricante de pás (LM), além de alguns fornecedores para itens para torres. Em São Paulo, há duas montadoras (Wobben e GE), um fabricante de pás (TECSIS) e três fabricantes de torres (ENGEASA, ICEC e EOLICABRÁS) (ABDI, 2014).

Os termos ρ e v são referentes a densidade específica do ar (kg/m^3) e a velocidade do vento (m/s), respectivamente. Na Eq. 31, C_p é o coeficiente que limita a quantidade de energia possível de ser aproveitada de acordo com as leis da termodinâmica. O termo η representa a eficiência da conversão eletromecânica do aerogerador e A é a área da circunferência coberta pelas pás do rotor.

O limite máximo teórico de extração é determinado pelo Coeficiente de Betz de valor igual a 59,3%. Valores típicos de aerogeradores com rotor de 3 pás varia entre 35 e 50%. O termo C_p é função da relação da velocidade linear na ponta das pás e a velocidade do vento (*tip speed ratio*, λ) e o ângulo de inclinação das pás (*pitch*, β). O valor de λ é definido pela equação Eq. 32, onde w_r é a velocidade angular do rotor, v_{vento} é a velocidade do vento e $R_{\text{pá}}$ é o comprimento da pá. Já para o coeficiente de potência C_p , diversos equacionamentos matemáticos são realizados para a modelagem que depende das características aerodinâmicas da turbina. A equação Eq. 33 apresenta um modelo genérico largamente utilizado apresentado em HEIER (1998). A relação entre a *tip speed ratio* e o ângulo de passo é explicitada na Eq. 34.

$$\lambda = \frac{w_r R_{\text{pá}}}{v_{\text{vento}}} \quad \text{Eq. 32}$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5 \left(\frac{116}{\lambda} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda}} \quad \text{Eq. 33}$$

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad \text{Eq. 34}$$

Para cada valor do ângulo de passo β na Eq.31 existe uma *tip speed raio* λ que maximiza o valor do coeficiente de potência C_p , de forma que turbinas com velocidade variável ensejam o controle da máxima extração de potência elétrica da energia cinética para diferentes velocidades do vento. A Figura 3.2 representa o comportamento de C_p para diferentes valores de vento incidentes, evidenciando que o fator máximo de aproveitamento eólico se comporta diferentemente para cada velocidade de vento. O comprimento da pá é de 50 m e o valor de β fixado em 0.

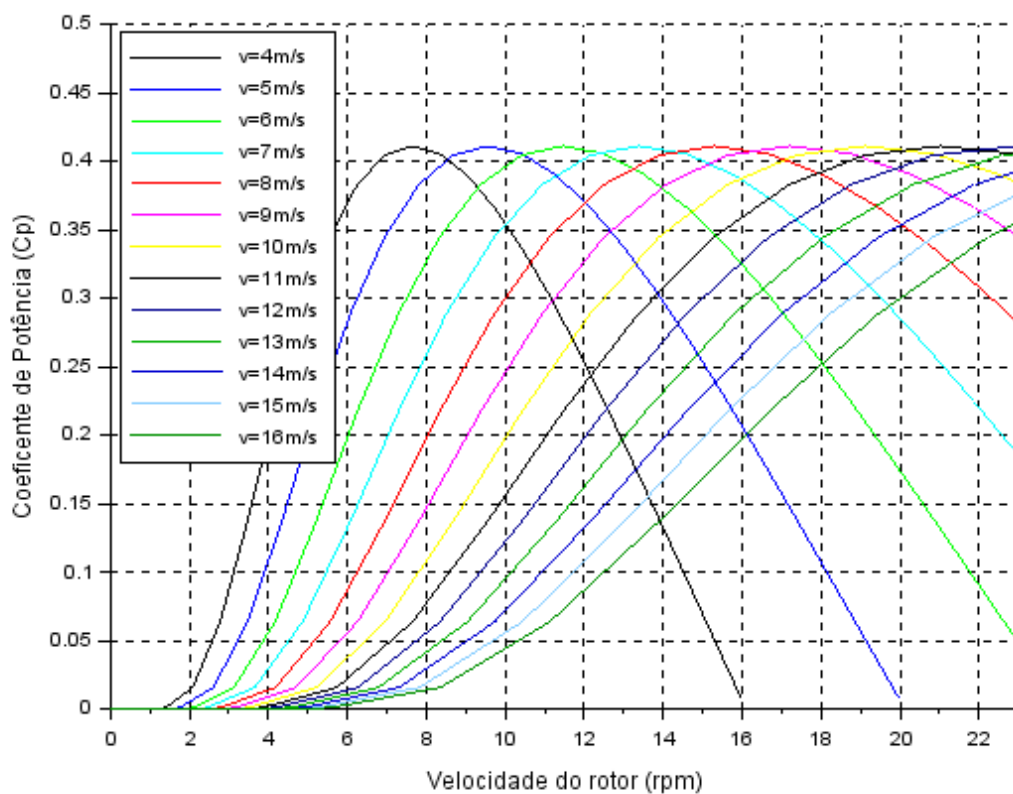


Figura 3.2 - Coeficiente de potência *versus* velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento incidente
 Fonte: Elaboração própria

Também é observável que quanto maior for o ângulo β , significando que o ângulo de ataque está diminuindo, menor será o valor máximo de C_p e não ocorre o aproveitamento integral da energia disponível. A Figura 3.3 representa graficamente a relação entre os parâmetros. Observa-se que alterar o ângulo de passo não significa percorrer diferentes pontos de operação sobre a curva do C_p , mas sim migrar para outra curva.

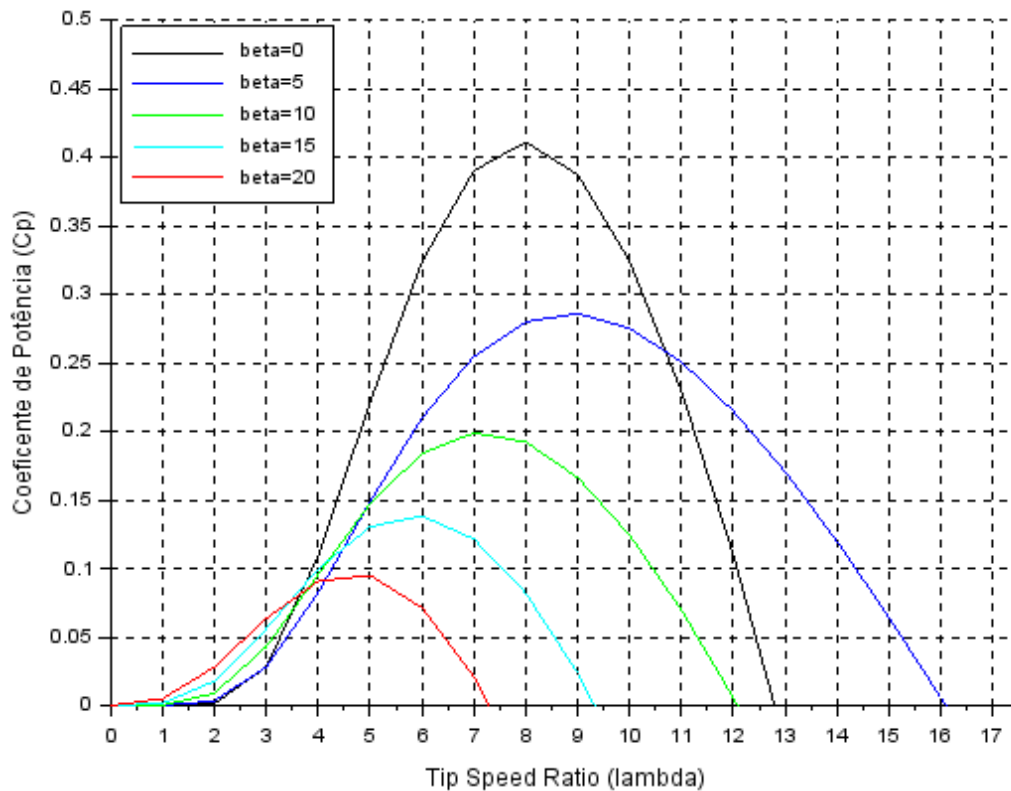


Figura 3.3 - Coeficiente de potência C_p versus valor de *tip speed ratio* para diferentes valores de ângulo de passo
 Fonte: Elaboração própria

Desta forma, existem dois tipos de controle para regulação da potência em um aerogerador:

- i. Controle *pitch*: tipo de controle ativo que necessita informação proveniente do sistema de controle. Consiste em alterar mecanicamente o ângulo de passo das pás no seu eixo longitudinal por meio de mecanismo eletromecânico ou hidráulico. A redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e a extração de potência da energia eólica, como pode ser observado na Figura 3.3. Dentro do *range* de operação normal dos aerogeradores, tipicamente entre 3 m/s e 15 m/s, o ângulo de inclinação das pás é estabelecido no seu valor ideal para a máxima conversão eletromecânica de energia. Sob condições de ventos incidentes com velocidade superior à nominal, o mecanismo de controle é capaz de inclinar a lâmina de forma que se reduza a energia capturada e a potência ativa se mantenha próxima do valor nominal do aerogerador. Nos casos em que a velocidade é superior à de *cut-off* (tipicamente 25 m/s), as lâminas das pás são lançadas completamente contra o vento (*embandeiramento*) e o vento não é capturado. Nestes casos, o rotor é bloqueado por um freio mecânico e a turbina estacionada. Apesar

da necessidade de um sistema complexo e maiores custos de implementação, o controle por ângulo de passo permite o controle de potência ativa sob todas as condições de vento, também sob potências parciais, contribuindo para a amenizar a variabilidade da fonte eólica (CRESESB, 2008).

- ii. Controle *stall*: no caso do controle *stall* passivo, constitui um sistema robusto e de baixo custo devido ao fator de não usufruir de atuadores mecânicos, sensores ou controladores. Neste caso, o ângulo de passo é fixo e escolhido de modo que quando a velocidade do vento ultrapassa a faixa da velocidade nominal, o escoamento do vento em torno do perfil aerodinâmico da pá do rotor gera turbulência na superfície não voltada para o vento. A turbulência reduz as forças de sustentação e aumentam as forças de arrasto, reduzindo a o coeficiente máximo de extração de potência e evitando danos à turbinas. Há ainda o controle de “estol” ativo (*active stall*) em que o passo da pá do rotor é girado na direção do estol e não na direção da posição de embandeiramento (menor sustentação) como em feito em sistemas de controle *pitch* normais. Este sistema apresenta vantagens da possibilidade de controle da potência sobre condições de potência parcial (ventos baixos), embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de ventos extremos e melhoria da estabilidade transitória do sistema eólico em resposta a perturbações na rede elétrica (AKHMATOV, 2003; CRESESB, 2008).

No que tange ao sistema de conversão da energia eólica (SCEE), os aerogeradores podem ser de dois tipos:

- i. Velocidade Fixa
- ii. Velocidade Variável

A escolha da configuração depende de aspectos relacionados à energia primária e a rede elétrica de conexão: comportamento característico da velocidade do vento local, custos de operação e manutenção e exigência de controle de frequência e tensão do SEP (NUNES, 2003). A Tabela 3.1 sumariza alguma das vantagens e desvantagens de cada configuração.

Tabela 3.1 – Vantagens e desvantagens de SCEEs de velocidade fixa e variável

Configuração	Vantagens	Desvantagens
Velocidade Fixa	Simples, robusto, confiável	Eficiência de conversão energética relativamente baixa
	Baixo custo de implementação e manutenção	Elevado <i>stress</i> mecânico
		Elevadas flutuações de injeção de potência ao <i>grid</i>
Velocidade variável	Elevada eficiência de conversão energética	Custos e perdas adicionais devido a utilização de conversores
	Melhoramento da qualidade da energia	Sistema de controle mais complexo
	<i>Stress</i> mecânico reduzido	

Fonte: Adaptado de WU et al., 2011

3.1.1 – Aerogeradores de Velocidade Fixa

Os aerogeradores de velocidade fixa são, geralmente, geradores de indução do tipo gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator*, SCIG) acoplados à rede elétrica por meio de uma caixa de engrenagens. A velocidade de rotação do gerador é imposta pela frequência da rede, o número de polos da máquina e o limite da variação do escorregamento, operando em uma faixa estreita em torno da velocidade síncrona (1 a 2%). Esta flutuação é tão pequena que são considerados como SCEEs de velocidade fixa. Nesta topologia, as variações da velocidade do vento são transmitidas diretamente para a rede através do conjugado eletromecânico, degradando a qualidade da energia elétrica. Tal configuração ainda requer a utilização de um *soft starter* para limitar a corrente de partida do gerador. Geradores de indução ainda requerem um aporte substancial de potência reativa para estabelecimento do campo magnético rotativo da armadura. Portanto, são necessários banco de capacitores para compensar a demanda de potência reativa oriunda da rede elétrica (AKHMATOV, 2003; ROSERO, 2014). Esta concepção está representada esquematicamente na Figura 3.4.

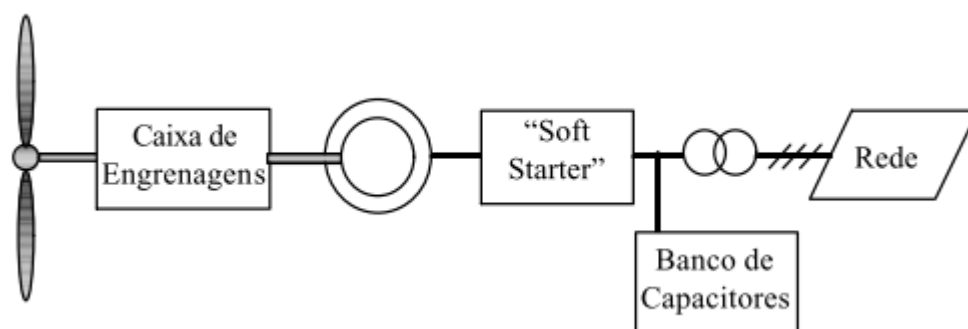


Figura 3.4 - Sistema de conversão de energia eólica baseado em SCIG com acoplamento direto à rede

Fonte: NUNES, 2003

Destarte, o aerogerador só é capaz de atingir o ponto ótimo de conversão de energia (máximo C_p) em uma determinada velocidade de vento, resultando em perdas de eficiência para velocidades diferentes. Assim, percebe-se que a eficiência não pode ser maximizada para esquemas de velocidade fixa (NUNES, 2003). Ainda nesta configuração, a potência injetada na rede flutua de acordo com a velocidade do vento incidente, causando distúrbios ao *grid* elétrico (WU et al., 2011). Somada à tais restrições, a impossibilidade de regulação da potência ativa e reativa entregues à rede fomentou o desenvolvimento de SCEEs de velocidade variável conectados à rede através de dispositivos de eletrônica de potência.

3.1.2 – Aerogeradores de velocidade variável

Nos SCEEs de velocidade variável a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência mecânica do rotor a partir da utilização de conversores AC/DC/AC (*Back-to-Back*) interligados ao estator e/ou rotor da máquina. (NUNES, 2003). Tais conversores possibilitam a operação em velocidade variável do eixo do rotor da turbina eólica e, conseqüentemente, o rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT) através da adaptação contínua da velocidade de rotação do eixo com a velocidade do vento, de tal forma a maximizar a potência eólica produzida. Dentre outras vantagens em relação aos aerogeradores de velocidade fixa, NUNES (2003) ainda destaca a diminuição do nível de ruído aerodinâmico e melhoria da qualidade de energia com redução do efeito *flicker* característico dos sistemas de velocidade fixa.

Os SCEEs de velocidade variável pode seguir duas topologias diferentes de acordo com a potência do conversor *back-to-back*:

I) SCEE de velocidade variável com conversor de potência de escala parcial: a topologia mais utilizada é de um gerador de indução duplamente alimentado³⁵ (*Doubly Fed Induction Generator*, DFIG) com um conversor de potência de escala parcial alimentado o rotor. Os conversores operam somente com o fluxo de potência dos circuitos do rotor, tipicamente em torno de 30% da potência nominal do aerogerador de forma que incorrem em custos significativamente inferiores à SCEEs que utilizam conversores de escala completa, ou seja, projetados para operação na potência nominal da máquina (WU et al., 2011).

Os SCEEs com esta topologia não necessitam de *soft-starter* e de compensação de potência reativa. Nestes aerogeradores, o estator da máquina está acoplado diretamente à rede de energia elétrica e o rotor está conectado através de um sistema de conversão CA/CC/CA que assegura a correção do fator de potência nos terminais do estator e arranque suave da máquina. O uso de conversores também garante o fluxo bidirecional de potência no circuito rotórico permitindo um intervalo maior de velocidades de operação do gerador, além de apresentar melhor comportamento dinâmico que SCEEs de velocidade fixa e resistência rotórica variável. Estas características fizeram com que os aerogeradores do tipo DFIG fossem amplamente aceitos no mercado atual (WU et al., 2011). A Figura 3.5 ilustra o esquema de operação do DFIG.

³⁵ Outra topologia utilizada é o controle da velocidade por variação da resistência rotórica de um gerador de indução com rotor bobinado. O intervalo da variação da velocidade é limitado a aproximadamente 10% da velocidade síncrona. A configuração ainda apresenta desvantagens de requisitar compensação de potência reativa e aumento das perdas energéticas na resistência do rotor (WU et al., 2011).

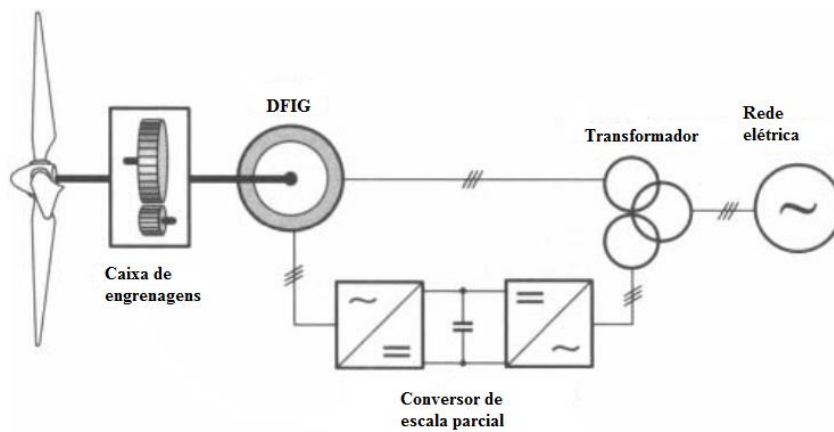


Figura 3.5 - Esquema simplificado de conexão de um aerogerador do tipo DFIG à rede elétrica

Fonte: Adaptado de WU et al., 2011

A conexão do circuito do rotor à rede elétrica através do conversor *back-to-back* enseja o controle da potência ativa e reativa do aerogerador. O conversor do lado da máquina controla o torque ou a potência ativa/reativa do gerador (e consequentemente a velocidade da máquina), enquanto o conversor do lado da rede elétrica controla a tensão do barramento CC e a potência reativa injetada na rede elétrica (WU et al., 2011).

Devido à utilização de conversores em escala parcial, DFIGs não são capazes de contribuir com a mesma quantidade de potência reativa em relação a geradores síncronos convencionais. Portanto, em uma análise dinâmica, diante da ocorrência de um aprofundamento de tensão, tais SCEEs não apresentam o mesmo suporte de reativo para reestabelecimento da tensão (HOSSAIN et al., 2012).

II) SCEE de velocidade variável com conversor de potência de escala completa: esta topologia consiste em um gerador de velocidade variável conectado à rede por meio de um conversor completo de frequência CA/CC/CA de capacidade igual ou superior à potência nominal do aerogerador. Máquinas assíncronas com rotor de gaiola, máquinas síncronas com rotor bobinado e máquinas síncronas de ímã permanente são adotadas neste tipo de configuração com potência de até vários megawatts. O completo desacoplamento elétrico da rede permite a operação em um largo espectro de velocidades, apresentando o revés de maiores custos associados ao conversor de maior capacidade (NUNES, 2003).

Dentre os geradores síncronos, a máquina de ímã permanente se destaca pela possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação (grande número de

polos) ensejando o acoplamento direto ao rotor da turbina eólica, sem a necessidade de caixa de engrenagens (*Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator, DDPMSG*). As desvantagens associadas à esta configuração são o fato dos imãs permanentes serem mais caros e propensos à desmagnetização. Máquinas síncronas de rotor bobinado geralmente necessitam de excitação do campo do rotor por meio de corrente contínua, o que constitui elevados custos de manutenção pela utilização de anéis coletores e escovas (NUNES, 2003). A Figura 3.6 representa o esquema simplificado deste tipo de configuração.

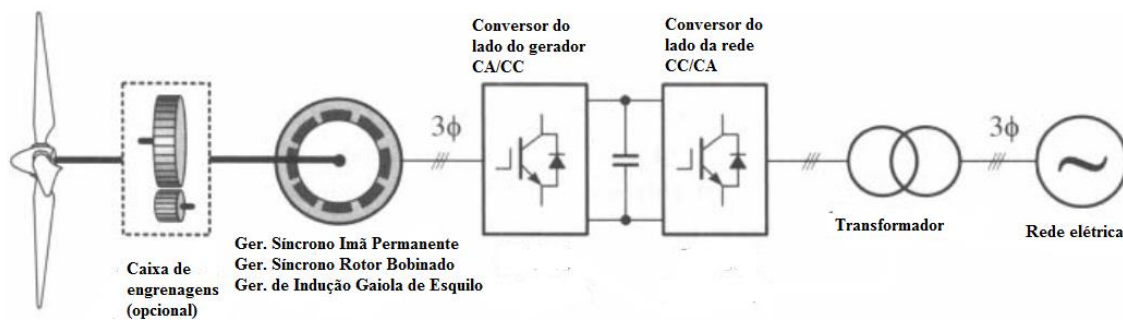


Figura 3.6 – Esquema simplificado de conexão de um SCEE com velocidade variável e conversor de escala completa

Fonte: Adaptado de WU et al., 2011

Nos SCEEs de velocidade variável com conversor de escala completa, os seguintes parâmetros devem ser controlados (WU et al., 2011):

- i. Maximização da potência ativa injetada à rede elétrica para determinada velocidade de vento;
- ii. A potência reativa entregue à rede elétrica, sob qualquer regime de operação, quando demandado pelo operador do sistema.

As topologias calcadas em geradores síncronos apresentam diversas técnicas de controle, sendo que em grande parte dos casos, o conversor do lado da máquina controla a potência ativa injetada na rede através do MPPT e o inversor conectado à rede controla a potência reativa (WU et al., 2011).

3.1.3 – Procedimentos de Rede

Inicialmente, os requisitos de conexão de turbinas eólicas eram calçados na proteção dos componentes dos aerogeradores, de forma que os SCEEs eram autorizados a se desconectar imediatamente do sistema de potência durante perturbações na rede elétrica de potência. Todavia, com o aumento da injeção de energia eólica em sistemas ao redor do mundo, os requisitos para conexão de um aerogerador ao SEP se tornaram mais exigentes, uma vez que a estabilidade do sistema de potência pode ser afetada negativamente diante da retirada de uma parcela significativa de geração elétrica. Neste contexto, emergem atualizações nos procedimentos de rede (*Grid Codes*) para elioeletricidade.

Tais exigências visam salvaguardar o sincronismo e estabilidade de tensão³⁶ do sistema elétrico diante de distúrbios transitórios severos como uma falta na linha de transmissão, perda de geração ou de uma grande parcela de carga. Os serviços de regulação de frequência e tensão oferecidos pelos geradores síncronos convencionais que foram deslocados pela penetração de SCEEs devem ser supridos. Os efeitos perniciosos da injeção em larga escala de energia eólica são mais latentes em redes fracas³⁷. Os principais elementos nos *grid codes* incluem a capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão (*Low Voltage Ride-Through*, LVRT), controle de potência ativa/reactiva e qualidade da energia (WU et al., 2011).

I) *Low Voltage Ride-Through*: este requerimento remete à capacidade dos parques eólicos se manterem conectados ao sistema de potência elétrica diante de aprofundamentos de tensão causados por distúrbios à rede. São descritos por uma curva de tensão *versus* tempo, definindo o intervalo de tempo e as condições severas em que o aerogerador deve estar imune à desconexão. A maioria dos SCEEs que utilizam conversores em escala completa são capazes de atender a tais requerimentos, enquanto a filosofia de controle para DFIG's é mais limitante em termos de atuação no controle de potência reativa devido à necessidade de proteção do

³⁶ Refere-se a manter níveis aceitáveis de tensão nos barramentos (principalmente pontos de conexão) tanto em condições normais de operação quanto diante de perturbações (NREL, 2012c).

³⁷ O conceito de rede “fraca” ou “forte” está intimamente ligado à relação da potência de curto-circuito da rede sobre a potência injetada na rede no ponto de interconexão, denominada relação de curto-circuito (r_{cc}). Segundo a norma IEC-61400-21, para r_{cc} menor ou igual a 10, a rede é considerada fraca. Se r_{cc} é maior ou igual a 25, a rede é considerada forte. Em redes fracas, há mais suscetibilidade a problemas de qualidade de tensão e absorção das perturbações elétricas.

conversor do lado do rotor de menor capacidade³⁸ (WU et al., 2011; LIMA et al., 2010). De acordo com os requerimentos do código de rede brasileiro, o aerogerador deve continuar operando se a tensão em seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 3.7.

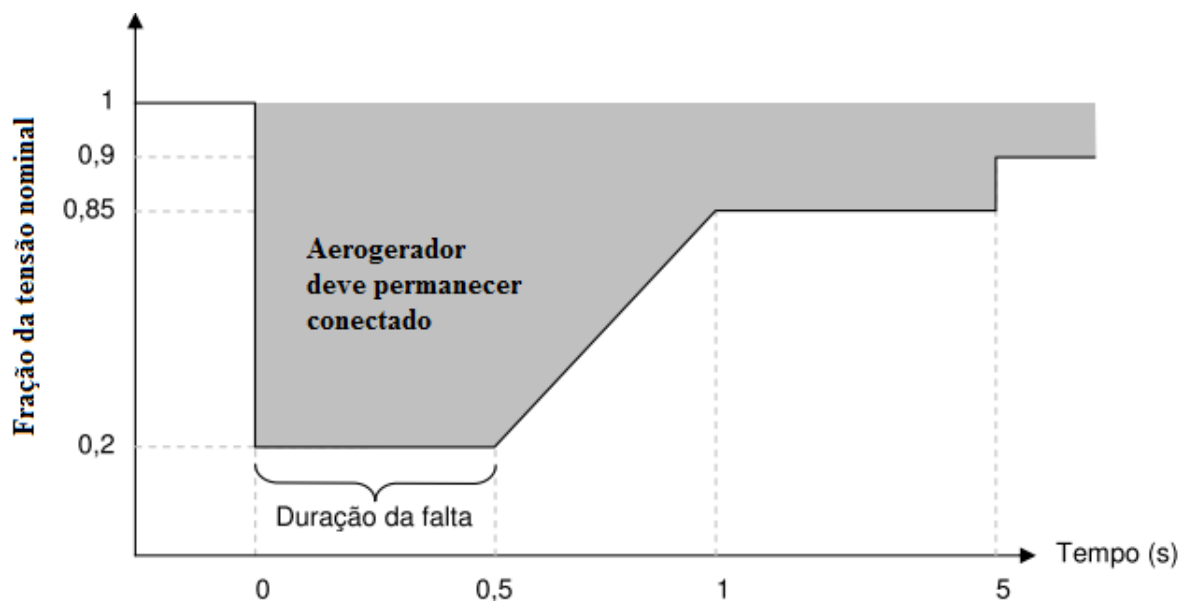


Figura 3.7 - Curva de LVRT de acordo com o ONS

Fonte: Adaptado de ONS, 2010

II) Controle de potência ativa/reactiva: assim como plantas convencionais, parques eólicos devem prover potência reativa ao SEP. Tal exigência está relacionada à participação efetiva de SCEE's no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade do sistema. Geradores síncronos, intrinsicamente, possuem regulação de potência reativa por meio da excitação de campo³⁹. Turbinas eólicas de velocidade fixa podem consumir um montante significativo de potência reativa em momento de distúrbio no SEP que seriam oriundas de outros geradores síncronos conectados à rede, podendo causar instabilidade angular e colapsos de tensão. Tal problemática pode ser superada pela capacidade de fluxo bidirecional de reativos de

³⁸ Uma das topologias amplamente aplicadas é a utilização de um sistema de proteção denominado *crowbar* no circuito do rotor. Quando a corrente ultrapassa um valor de referência, o circuito rotórico é curto-circuitado e a máquina passa a operar como um SCIG (LIMA et al., 2010). Portanto, o acionamento do *crowbar* e a consequente operação como rotor de gaiola simples pode degradar mais ainda o aprofundamento de tensão, uma vez que o aerogerador passa a demandar mais reativo da rede (HOSSAIN et al., 2012).

³⁹ Máquinas sub-excitadas absorvem reativo da rede, enquanto a condição sobre-excitada fornece potência reativa (AEMO, 2011).

aerogeradores controláveis (NUNES, 2003). Em condições operativas normais, SCEEs com conversores de potência ainda são capazes de controlar o fator de potência, sendo limitada pelo Procedimento de Rede do ONS no mínimo de 0,95 indutivo ou capacitivo (ONS, 2010a).

Diante da limitação de fornecimento de potência reativa de aerogeradores com conversores em escala parcial, alguns códigos de rede europeus determinam que o DFIG deve vir acompanhado de um compensador estático (STATCOM) de modo que apresente comportamento similar à um gerador síncrono (HOSSAIN et al., 2012).

O controle da potência ativa está intrinsicamente relacionado com a regulação de frequência do SEP, realizada principalmente por geradores síncronos despacháveis. Para que o sistema mantenha a frequência nominal desejada – igual a 60 Hz no SIN - é necessário um equilíbrio instantâneo entre a potência total gerada e demanda do sistema. Se a geração supera a carga, a frequência aumenta. Caso contrário, a frequência da rede se reduz. Quando ocorre perda de uma unidade de geração, as máquinas síncronas conectadas à rede inerentemente entregam parte da sua energia cinética girante para o *grid*, consequentemente reduzindo sua velocidade rotacional e a frequência elétrica. A inércia dos geradores convencionais auxiliam a reduzir a taxa de redução da frequência. Aerogeradores desacoplados da frequência elétrica do sistema por meio de conversores não percebem a variação da frequência do lado da rede, salvo quando apresentam mecanismos de controle de participação na estabilidade de frequência. Reservas de potência operativa devem fornecer potência ativa para o reestabelecimento do equilíbrio instantâneo entre carga e geração e a frequência nominal da rede (KIRBY et al., 2014).

O aumento da participação de energia eólica torna imperativo a participação de parques eólicos no balanceamento instantâneo de carga e geração e regulação de frequência (AHO et al., 2012). Os SCEEs controláveis a partir do uso de conversores podem prover rápida resposta transitória em caso de perdas de geração e contribuir para evitar o pico mínimo da frequência. Várias empresas como General Electric, Vestas e Siemens já desenvolveram aerogeradores com capacidade de suporte à regulação de frequência (AHO et al., 2012). Porém, sistemas elétricos com grande penetração de parques eólicos pressionam a reserva operativa do sistema para reestabelecimento da frequência nominal (MILLER et al., 2011).

Em alguns países europeus, os parques eólicos devem participar do controle primário de frequência com 3-5% da potência fornecida. O controle de *pitch* permite a redução da injeção de potência eólica em momentos de sobrefrequência. Para participação em momentos de

subfrequência, o SCEE deve estar em um ponto de operação de *tip speed ratio* diferente do nível ótimo, permitindo o aumento de potência gerada quando necessário (ACKERMANN, 2005; AHO et al., 2012). KIRBY et al. (2010) ainda apontam que a celeridade de resposta fornecida pelos conversores de potências podem conferir vantagens de regulação de turbinas eólicas em relação à térmicas convencionais, limitadas pela inércia térmica do vapor.

III) Qualidade da energia: a principal desvantagem da utilização de larga escala de parques eólicos é o surgimento de harmônicos devido a aplicação de dispositivos de eletrônica de potência. A solução perpassa a implementação de filtros que elevam os custos de aerogeradores (WU et al., 2011). Outro problema possível é o efeito *flicker* (cintilação luminosa) causado por flutuações rápidas do valor eficaz de tensão.

O Anexo IX do Leilão de Fontes Alternativas (LFA) de 2015 apresenta requisitos técnicos ainda mais rigorosos que os Procedimentos de Rede do Submódulo 10.6. Os requisitos tornam imperativo que as centrais de geração eólica (CGE) sejam mais ativas no controle de tensão e frequência e há um aumento no rigor quanto à suportabilidade de aprofundamentos de tensão, sendo incorporado o requisito de suportabilidade de sobretensão dinâmica (ANEEL, 2015). Dentre os requisitos, destacam-se:

- i. Quanto à geração/absorção de reativos: Estando a central de geração eólica em condições de vento abaixo da velocidade de “*cut in*”, deverá ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN toda sua capacidade de geração/absorção de potência reativa⁴⁰. A CGE também deve ser capaz de injetar corrente reativa sob defeito. A medida visa a participação efetiva de SCEEs no controle de tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão;
- ii. Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou *stall* das pás. Benefício de minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento;
- iii. Requisitos que garantem a disponibilidade de potência ativa das CGEs em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar cortes de carga por Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC);

⁴⁰ A usina eólica tem menor exigência quanto ao suporte de potência reativa se estiver com despacho abaixo de 20% da sua potência nominal (ANEEL, 2015).

- iv. Quanto à inércia sintética da central da CGE: as centrais de geração eólica deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia através da modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, quando em regime de sobrefrequência/subfrequência. Benefício: Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN.

Para unidades de geração convencionais, a relação entre o momento de inércia dos geradores e velocidade de rotação do rotor é dada pela Eq. 41, onde H_s é a constante de inércia do gerador, ω é a velocidade angular do rotor, T_m é o torque mecânico, T_e é o torque eletromagnético e D é o coeficiente de amortecimento.

$$2H_s \frac{d^2\omega}{dt^2} = T_m - T_e - D \frac{d\omega}{dt} \quad \text{Eq. 41}$$

Considerando o acoplamento entre o gerador síncrono e a frequência da rede elétrica, há a relação linear entre a velocidade angular e frequência elétrica da rede. Verifica-se a partir da Eq. 41 que a alteração da frequência causa a mudança de T_e no sentido amortecer a rápida variação da velocidade angular do rotor.

Diante do desacoplamento de SCEEs em relação à frequência da rede através de conversores de potência, a energia cinética dos rotores é “escondida” da rede de potência. Se máquinas síncronas convencionais são deslocadas por turbinas eólicas modernas, a inércia do sistema é reduzida. Caso tal redução seja excessiva, a regulação de frequência dos geradores convencionais sincronizados ao *grid* pode não ser suficiente para conter o decaimento da frequência diante de grandes perdas de geração⁴¹. Turbinas eólicas modernas podem ser programadas para fornecer rápida resposta como aporte para manutenção da estabilidade (TARNOWSKI et al., 2012). Destarte atuação de aerogeradores de velocidade variável na resposta à variação de frequência é condicionada a estratégias de controle que emulem a operação de um gerador convencional. SUN et al. (2013) destacam as principais técnicas utilizadas:

⁴¹ Quanto maior a inércia rotacional do sistema, menor é a taxa de variação da frequência. Atualmente, a penetração de energia eólica na vasta maioria dos sistemas de potência não têm criado problemas devido ao efeito da inércia devido a presença de um grande número de unidades de geração hidráulicas e térmicas e interconexões com outros sistemas de potência (TARNOWSKI et al., 2012).

- i. Controle por emulação do momento de inércia característico de geradores convencionais: permitem a participação de turbinas eólicas na regulação de frequência por meio da emulação do momento de inércia característico de geradores convencionais. A retroalimentação da frequência do sistema através de uma malha de controle enseja a detecção da variação de frequência da rede e o ajuste da potência de saída do aerogerador, simulando o acoplamento à rede de usinas convencionais. No caso de redução da frequência, energia cinética do rotor é “roubada” para a rede, de forma que este reduz sua velocidade de rotação. Isto causa a redução do coeficiente de eficiência aerodinâmica (C_p), incorrendo em uma redução da potência *a posteriori* que precisa ser dimensionada para evitar instabilidade. Tal atributo é requerido por inúmeros *grid code* europeus. Como exemplo, a *General Electric* patenteou o mecanismo GE WindINERTIA™ capaz de aumentar a geração entre 5% e 10% diante de ocorrência de subfrequência. Todavia, a participação é limitada pela disponibilidade de recurso eólico, sendo largamente reduzida diante de vento incidente próximo da velocidade de *cut-in* (GE ENERGY (2009); AHO et al. (2012); TARNOWSKI et al. (2012));
- ii. Controle por inclinação da curva de frequência (estatismo): a característica da potência de saída de geradores síncronos acompanharem a variação de frequência da rede é denominada estatismo⁴² (R) de valor igual à inclinação da curva da Figura 3.8. A imposição de que SCEEs modernos apresentem a mesma curva característica contribui para a estabilidade de frequência do sistema, de forma que o mecanismo de controle visa relacionar a potência de saída à uma curva torque *versus* frequência da rede. O controle de emulação da inércia refere ao controle durante o período transitório utilizado para amortecer a variação de frequência, enquanto o controle por estatismo é um processo de regime permanente utilizado principalmente para mitigar desvios de frequência no sistema de potência (SUN et al. (2013); AHO et al. (2012); MILLER et al. (2011));

⁴² O requisito técnico mínimo para atuação de geradores convencionais na regulação primária de frequência no SIN é de estatismo em regime permanente ajustável entre 2 e 8% (ONS, 2010a).

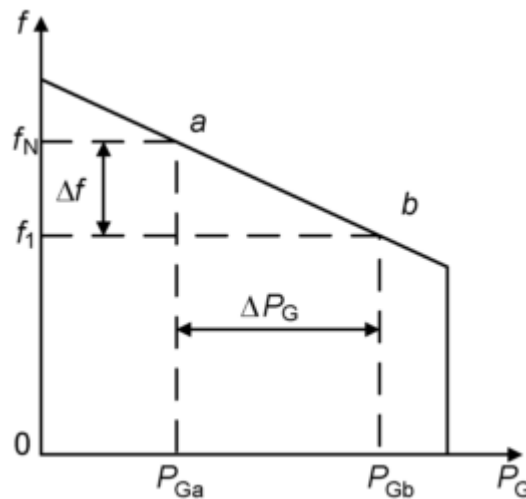


Figura 3.8 - Estatismo de geradores síncronos convencionais

Fonte: SUN et al., 2013

- iii. Controle por ângulo de *pitch*: este método consiste em aumentar o ângulo de passo das turbinas abrindo mão da operação no modo MPPT atribuindo uma reserva operativa ao aerogerador, de forma que poderia inclusive atender à demanda de regulação secundária quando imposta pelo CAG. Trata-se de uma operação subótima em termos do C_p – velocidade acima da *tip speed ratio* ótima - que é degradado em prol da regulação de frequência, o que poderia ser estimulado por remuneração de serviços ancilares do parque eólico, uma vez que as receitas são diminuídas por não otimizar a extração de potência em regime permanente. Quando a frequência da rede cai, a turbina libera energia cinética do rotor, o *pitch* reduz e a turbina retorna ao nível de operação por rastreamento do ponto máximo de potência elevando a extração de energia. Todavia, a adequação dos ângulo das pás é relativamente lento para a regulação primária de frequência, fazendo com que tal mecanismo não seja muito utilizado para tal fim (SUN et al. (2013); AHO et al. (2012)).

Em MILLER et al. (2011), o *California Independent System Operator* (California ISO) e a *General Electric International* (GE) apresentam um estudo da estabilidade transitória para investigação os efeitos da perda de uma grande unidade de geração sob condições de elevada geração eólica. Quatro casos extremos de reduzida demanda e elevada geração de ERVs foram criados considerando três equivalentes de rede do sistema interligado no oeste dos EUA (*Western Interconnection*). O estudo é focado na perda de duas unidades de geração nuclear em Palo Verde (2690 MW) – considerada como a maior perda de geração do *Western*

Interconnection – e duas unidades de geração do Diablo Canyon (2400 MW). Para um nível de carga do sistema de 91.300 MW, foram realizadas simulações das contingências com níveis de capacidade despachável da máquina sincronizadas com 13.740 MW e 8.000 MW. Nenhum cenário apresentou níveis de sobrefrequência abaixo do variação aceitável de 0,5 Hz, mesmo para níveis de penetração eólica de 50% da energia gerada na Califórnia (MILLER et al., 2011).

Os autores realizam sensibilidade para a reserva de regulação de frequência de 3.000 MW, salientando se tratar de um cenário extremo em que a operação não seria aceitável. O vale da frequência alcança níveis de 80 mHz abaixo do patamar mínimo para corte de carga, indicando a inviabilidade operacional diante de reservas girantes depletadas. O estudo ainda conclui que o controle inercial de aerogeradores provê rápido suporte à regulação de frequência e pode contribuir significativamente para a manutenção da amplitude do vale de frequência dentro de valores aceitáveis, recomendando que a controlabilidade de geradores assíncronos é essencial para manutenção da confiabilidade ao passo que maiores níveis de penetração eólica são observados. Os aerogeradores são simulados com estatismo de 5% (MILLER et al., 2011). A Tabela 3.2 sumariza o impacto de alguns parâmetros na performance de estabilidade de frequência no caso estudado. A Figura 3.9 retrata o impacto dos métodos de controle por inércia e estatismo no vale de frequência.

TARNOWSKI et al. (2012) também avaliam a penetração em larga escala de energia eólica e o papel do controle de potência ativa na estabilidade de frequência. Os autores concluem que a performance dinâmica da frequência da rede é amplamente melhorada quando os aerogeradores combinam resposta inercial e controle primário de frequência. O balanço de potência e controle de frequência para um sistema isolado com 60% de penetração de energia eólica mostraram-se satisfatórios para a metodologia de controle desenvolvida. Entretanto, os autores pontuam que a redução de potência durante o período de recuperação do controle de emulação inercial devido à degradação da eficiência aerodinâmica podem prejudicar a estabilidade de frequência. Tal fenômeno pode ser mitigado por níveis de *curtailment* entre 2,5% a 3,0% da energia eólica em operação nominal. Os parques eólicos foram modelados a partir de dados das turbinas eólicas V80-2MW da empresa dinamarquesa Vestas.

Tabela 3.2 – Fatores que impactam a performance de estabilidade de frequência

	Impacto na redução do vale de frequência	Impacto na restauração da frequência
Redução da inércia	Piora	Não há impacto
Redução da margem de variação dos geradores	Pequeno impacto	Piora
Redução do número de geradores atuantes na regulação de frequência	Pequeno impacto	Piora
Controle de inércia dos aerogeradores	Melhora	Pequeno impacto
Atuação de aerogeradores na regulação de frequência	Melhora	Melhora

Fonte: Adaptado de MILLER et al., 2011

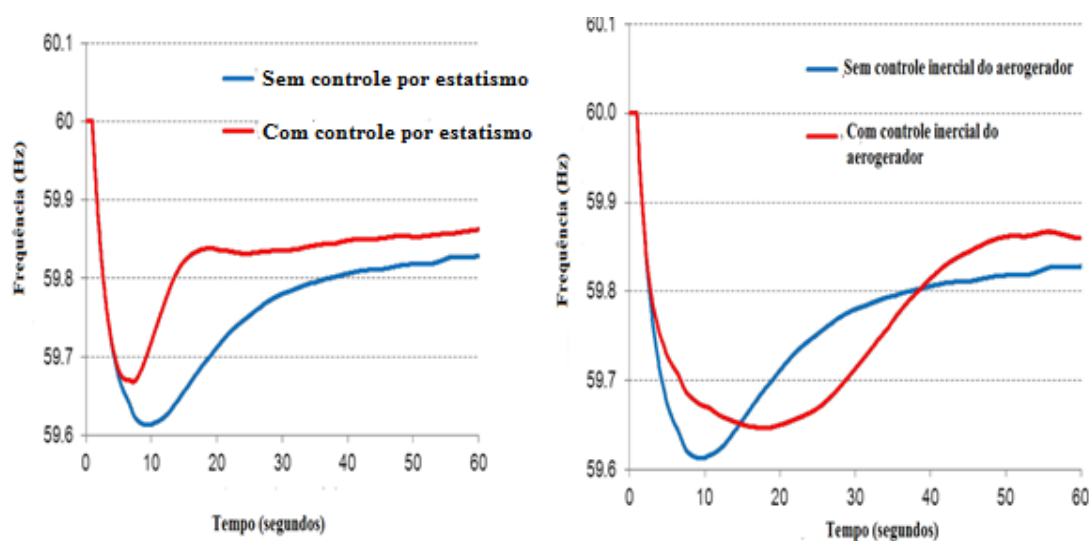


Figura 3.9 - Impacto da participação de plantas eólicas na regulação primária de frequência

Fonte: Adaptado de MILLER et al., 2011

Para o caso do Nordeste brasileiro, RIZZOTTO (2016) realiza um estudo de estabilidade de tensão, em regime estático e dinâmico, utilizando os *softwares* do CEPEL – Anarede e Anatem. O autor evidencia o papel de aerogeradores com controle de potência ativa e reativa

na estabilidade de tensão e recrudescimento da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste para o Sudeste. O estudo simula cenários de elevada importação do subsistema SE diante da entrada da UHE Belo Monte e parques eólicos no Nordeste. Destaca-se o papel estratégico de UEEs localizadas na Bahia na regulação de tensão diante de perda de um dos bipolos de Corrente Contínua em Alta Tensão da ligação Xingu-Terminal Rio.

SUN et al. (2013) ressaltam que aplicações práticas mostram que a constante de tempo mecânica de unidades de geração síncronas convencionais varia entre 4-18 segundos enquanto a velocidade do rotor pode decair até 95% do valor nominal. Para DFIGs, os valores estão na faixa de 4-12 segundos e 70% da velocidade nominal. Portanto, se as estratégias de controle foram devidamente utilizadas, energia cinética do rotor de aerogeradores pode ser aproveitada e parques eólicos poderiam contribuir mais para a regulação de frequência que geradores síncronos convencionais de mesma capacidade. Sistemas de armazenamento de energia com rápido tempo de descarga (e.g. baterias e volantes inerciais) também podem operar como reservas girantes virtuais.

No entanto, os autores ressaltam que o caráter estocástico do regime dos ventos pode diminuir a energia disponível para regulação de frequência, de forma que em regiões com menor potencial eólico tal recurso pode não ser disponibilizado durante uma parcela significativa do tempo. Apesar de que resultados consideráveis vêm sendo obtidos, ainda é muito cedo para determinar que o problema de estabilidade de frequência em sistemas com larga penetração de energia eólica está resolvido (SUN et al., 2013).

Em suma, destaca-se o desenvolvimento de SCEEs de velocidade variável e que utilizam conversores de potência no desacoplamento do circuito mecânico da frequência elétrica da rede como soluções viáveis para o atendimento das exigências de conexão e mitigação de alguns dos efeitos adversos da penetração em larga escala da energia eólica. Os principais benefícios advindos do uso de eletrônica de potência são (ACKERMANN, 2005):

- i. Fluxo de potência ativa e reativa controláveis;
- ii. Capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão;
- iii. O conversor de potência enseja o SCEE agir como uma fonte local de potência reativa (e.g. no caso de redes fracas);
- iv. O parque eólico se torna um elemento ativo na estabilidade do sistema, podendo trazer benefícios para a regulação de frequência;

- v. Limitam o nível do efeito *flicker*.

Tais capacidades de turbinas eólicas modernas são nevrálgicas para a manutenção da confiabilidade do sistema elétrico de potência em elevados níveis de penetração de energia eólica, principalmente diante do deslocamento de unidades geradoras convencionais (NREL, 2012b).

3.2 – Participação da energia eólica no subsistema Nordeste

Após o fenômeno seminal de instalação de usinas de energia eólica (UEE) fomentadas pelo Programa Nacional de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA), desde 2009 as UEE's são contratadas anualmente mediante leilões de energia. Dentro do ambiente de contratação regulada, já foram contratados mais de 15 GW de potência de geração eólica, conforme mostra a Figura 3.10.

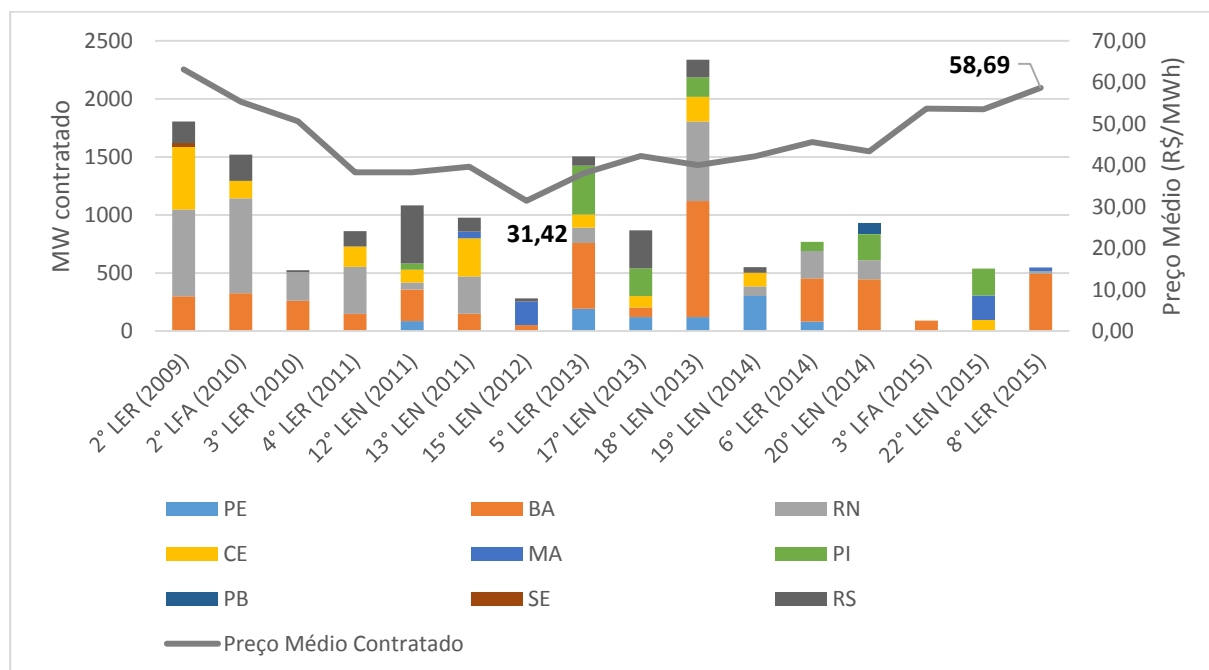


Figura 3.10 - Potência eólica contratada e preço médio via leilões de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de CCEE, 2016

A Figura 3.11 expõe a evolução da capacidade instalada de UEE's. No ano de 2014, foram adicionados 2,7 GW de capacidade eólica, enquanto em 2015 foram 2,6 GW. No tocante ao ano de 2016, até o mês de abril, já entraram em operação 948 MW adicionais (ANEEL, 2016). Em 2014, o Brasil foi ranqueado como o quarto país no mundo em termos de adição anual de capacidade eólica, atrás somente de China (1º), Alemanha (2º) e EUA (3º) (REN21, 2015).

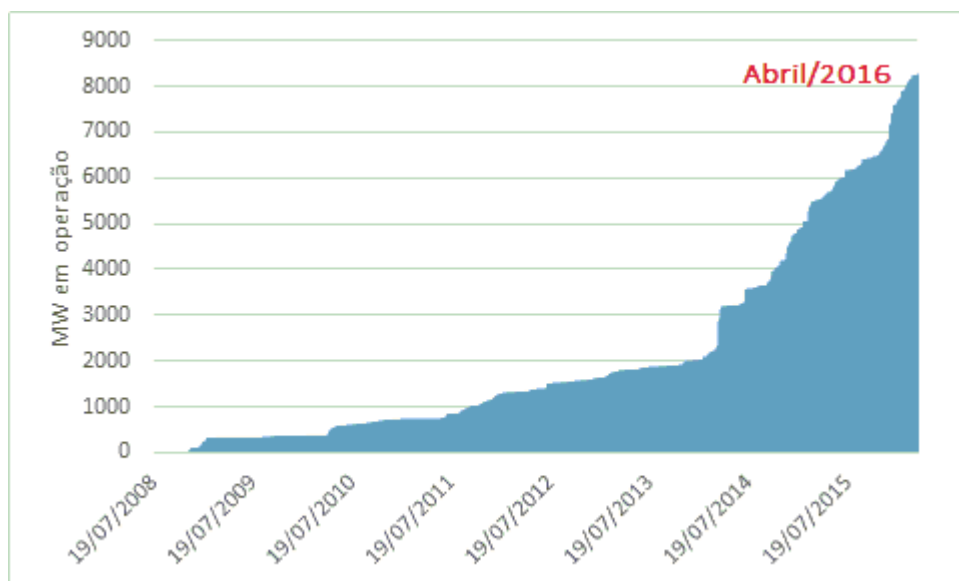


Figura 3.11 - Evolução da capacidade eólica instalada

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2016

É conspícuo o decaimento do preço médio de contrato no período inicial, principalmente devido ao vicejante crescimento da indústria eólica no Brasil. Todavia, a contração da demanda resultou em níveis excepcionalmente baixos em 2012 (R\$ 87,94/MWh), o que trouxe insegurança ao mercado (ABDI, 2014). Um comportamento ascendente do preço médio pode ser observado em um segundo período após 2012. Este pode ser parcialmente explicado pelo fato de que em 2013 houve um endurecimento na metodologia de cálculo da garantia física, que passou a obedecer o critério P90⁴³ visando mitigar a incerteza sobre a produção de energia elétrica através da fonte eólica (MME, 2013). O aumento substancial dos preços em 2015 pode

⁴³ Considera o valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento para um período de variabilidade futuro de 20 anos (MME, 2013).

ser atribuído às novas condições de mercado pós-eleições e a nova percepção de risco dos investidores (TOLMASQUIM, 2016). Os preços não estão corrigidos pela inflação do período.

Em TOLMASQUIM (2016), o custo nivelado (*Levelized Cost Of Energy*, LCOE) geração eólica *onshore* no Brasil foi estimado entre R\$ 93/MWh e R\$ 174/MWh, sem a consideração de opções de tributação, custos de financiamento e encargos de transmissão.

A média do fator de capacidade de todos os empreendimentos vencedores dos leilões é de 53%. Para fins de certificação e contabilização, este valor é transformado utilizando um critério de probabilidade de ocorrência de 90% (P90) e decrescido de taxas de indisponibilidade, reduzindo-se em média, 10 pontos percentuais, arrastando o valor efetivo para próximo de 43%. Tais valores são relativamente altos, uma vez que a média global de fatores de capacidade é algo em torno de 28% segundo GWEC (2014), elevando a competitividade da energia eólica no Brasil (TOLMASQUIM, 2016).

Faz-se necessária uma breve elucidação acerca de peculiaridades da rede de potência brasileira. O sistema elétrico nacional se destaca pela sua integração e interligação por uma extensa rede de transmissão que permite o aproveitamento da sazonalidade hidrológicas das diferentes regiões e a otimização do uso dos recursos de geração do sistema predominantemente hidrotérmico. No país, apenas 1,7% da capacidade de produção elétrica encontra-se fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas isolados pulverizados pela Região Norte do País. O SIN é geograficamente dividido em 4 subsistemas – Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte, além da interligação com Acre/Rondônia, como pode ser visto na Figura 3.12. As interligações entre os subsistemas permitem o intercâmbio de grandes blocos de energia e o aproveitamento da complementariedade hidrológicas entre as bacias, resultando em ganhos sinérgicos significativos e aumento da confiabilidade de atendimento à demanda.

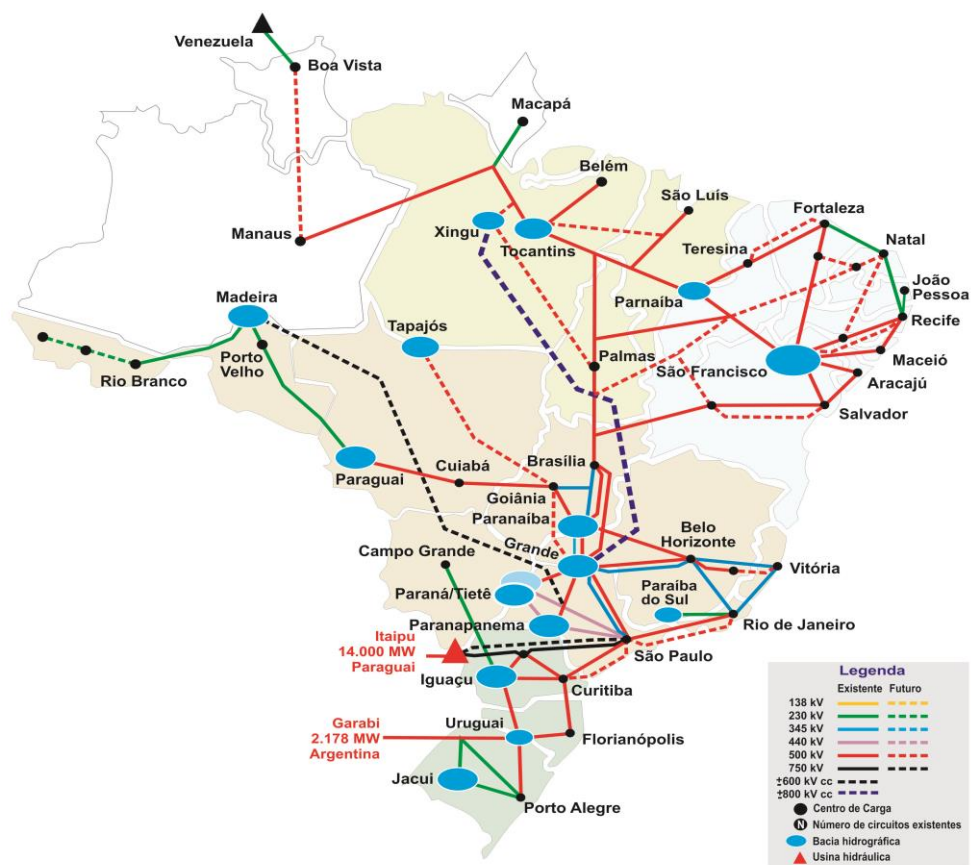


Figura 3.12 - Sistema Interligado Nacional (SIN)

Fonte: ONS, 2016a

Desta forma, o SIN pode fornecer os benefícios caros à região NE com alto índice de fontes variáveis, ensejando o escoamento de um possível excedente elétrico para outros subsistemas. O robustecimento do intercâmbio entre as regiões, em particular a capacidade de exportação da região Nordeste, tornar-se-á necessário para redução do fenômeno de *curtailment*⁴⁴, porém a idiosincrasia do setor elétrico em relação à condição imperativa de equivalência instantânea entre oferta e demanda possivelmente justificará a implementação de sistemas de armazenamento em larga escala em cenários com grande presença de ERV. A Figura 3.13 expõe as interligações que possibilitam o intercâmbio elétrico entre as regiões. No tocante às expansões previstas no Plano da Operação Energética 2014/2018 (PEN 2014) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a capacidade de exportação da região NE,

⁴⁴ Refere-se ao desligamento ou redução do nível de geração de uma unidade em instantes de tempo que a oferta de energia elétrica é superior à demanda ou quando existe restrição de operação do sistema de transmissão (e.g congestionamento). A variabilidade da energia eólica aumenta a possibilidade de ocorrência de *curtailment* e incentivos substanciais têm sido realizados para mitigação deste fenômeno, uma vez que a energia elioelétrica é fornecida à custos marginais de operação aproximadamente nulos e sem emissão de GEE (NREL, 2012c).

a expansão das interligação N/NE e SE/NE e sistema de transmissão associado a Belo Monte devem garantir o fluxo de até 7.100 MW até o fim de 2018. A capacidade atual de exportação é de aproximadamente 4.400 MW (ONS, 2014).

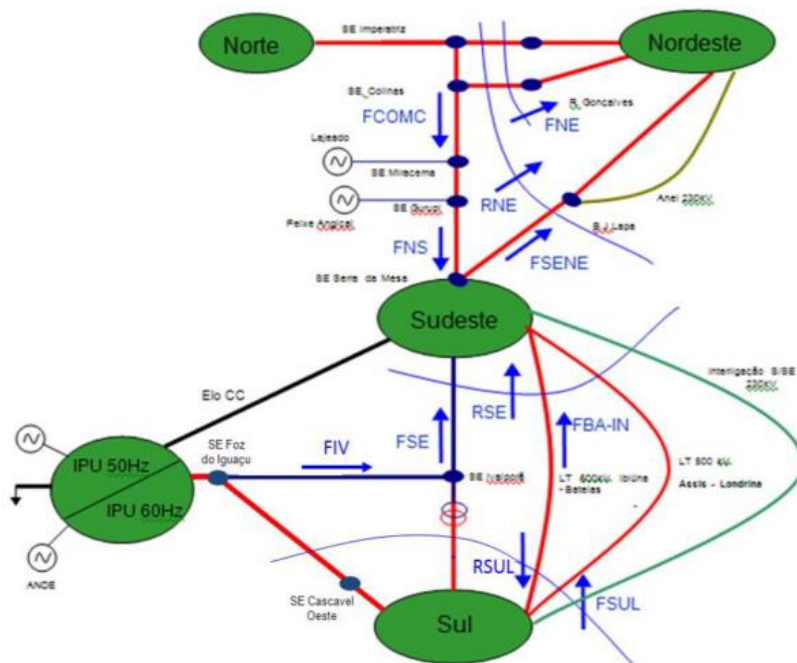


Figura 3.13 – Intercâmbio elétrico entre os subsistemas do SIN

Fonte: ONS, 2016a

O despacho centralizado é realizado pelo ONS necessitando resolver o problema de atendimento instantâneo ao consumo com menor custo e maior confiabilidade possível. Diante de um sistema hidrotérmico como o brasileiro, o planejamento da operação do SIN requer otimização interanual dos recursos disponíveis. O dilema do operador recai no *trade off* entre utilização da energia hídrica armazenada no reservatório ou acionamento das usinas termelétricas de maior custo variável unitário. Trata-se, portanto, de uma otimização dinâmica, pois a disponibilidade de recursos hídricos é limitada e dependente da utilização do período anterior e os níveis de energia natural afluyente (ENA) sujeitos à imprevisibilidade hidrológica (LOPES, 2007).

Tal problema pode ser decomposto em custo imediato e custo futuro. O modelo NEWAVE emprega técnica de Programação Dual Dinâmica Estocástica (PDDE) para definir o quanto será gerado mensalmente pelas usinas hidráulicas e térmicas, os intercâmbios entre os

subsistemas atendendo a demanda de energia em um horizonte de cinco anos e a Função de Custo Futuro. Os resultados do NEWAVE alimentam o DECOMP que emprega técnica de programação linear para definir o despacho para um horizonte de curto prazo (cinco semanas) com discretização em três patamares de carga com oito horas cada. O DECOMP também define o chamado Custo Marginal de Operação (CMO) que equivale ao custo da unidade termelétrica mais cara despachada (marginal) ou o custo de oportunidade mais elevado da água. Logo, a solução para um sistema hidrotérmico é a minimização do somatório das funções de custo futuro e custo imediato (LOPES, 2007; SIMÕES e GOMES, 2011).

Para a avaliação das condições de atendimento à demanda de curtíssimo prazo, utiliza-se o modelo DESSEM para resolver o problema de otimização da operação diária de sistemas hidrotérmicos com horizonte temporal de até 2 semanas e discretização horária. Todavia, apesar de a operação ser realizada em tempo real, o cálculo do despacho ótimo de cada usina é realizado semanalmente, de forma que a solução é apresentada para intervalos de oito horas (CAVADOS, 2015). A expectativa de maior penetração de energia eólica requer adaptação do planejamento da operação de forma a melhor capturar a variabilidade horária do recurso eólico e agir no sentido da construção de um sistema de precificação horária capaz de sinalizar ao mercado e remunerar serviços ancilares (e.g. reservas operativas, flexibilidade).

De acordo com dados do ONS, o perfil do atendimento à demanda elétrica no Nordeste ao longo do ano de 2015 está representado graficamente na Figura 3.14. As gerações hidráulica, térmica e eólica são referentes somente às usinas localizadas no subsistema NE. A Tabela 3.3 retrata o parque instalado até o final de 2015. O montante Importação NE é equivalente ao somatório dos fluxos energéticos provenientes do subsistema Norte (FNE) e Sudeste (FSENE) explicitados na Figura 3.13.

A geração hidráulica representou aproximadamente 30,6% da energia gerada em 2015, em contraste com o valor de cerca de 70% aferido em 2011. Tal fato é resultante do cenário hidrológico desfavorável que aflinge a Bacia do São Francisco desde 2014, reduzindo a energia armazenada nos reservatórios. A redução da geração hidráulica foi compensada pela elevação da geração da termelétrica, recrudescimento do fluxo de importação de outros subsistemas do SIN e a crescente participação da energia eólica (ONS, 2016b).

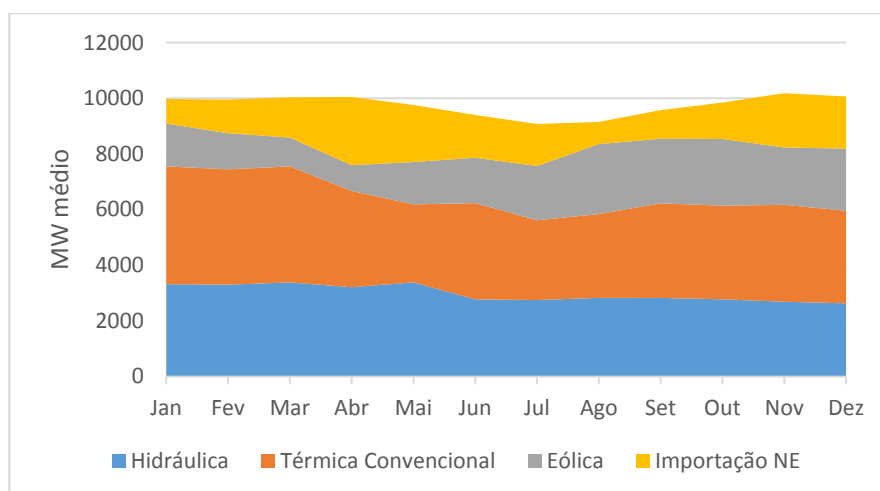


Figura 3.14 - Perfil do atendimento à demanda elétrica da região Nordeste em 2015

Fonte: ONS, 2016b

Tabela 3.3 - Capacidade instalada no subsistema Nordeste até fevereiro de 2016

	Número de Empreendimentos	Potência Fiscalizada (MW)	Fração da Cap. Instalada (%)
Carvão Mineral	2	1.085	4,7
Gás Natural	12	1.941	8,3
Óleo Combustível	10	1.860	8,0
Óleo Diesel	17	672	2,9
Bagaço-de-Cana	27	495	2,1
Hidrelétrica	14	10.887	46,8
Eólica	256	6.329	27,2
Total	291	22.894	

Fonte: ANEEL, 2016

Na Figura 3.14 é possível observar a sazonalidade da geração eólica na região, de forma que o montante gerado é intensificado entre os meses de Agosto/Dezembro. É notória a redução da importação ao longo destes meses de maior geração eólica, evidenciando o papel importante deste tipo de produção de eletricidade no sentido da busca de autossuficiência elétrica da região. Destaca-se que o ONS reporta que às 08:00h do dia 12/10/2015 a geração eólica chegou a representar 44,55% da carga do subsistema NE. Também salta aos olhos o decaimento do consumo ao longo dos meses de Julho/Agosto, coincidindo com o período que marca o início da intensificação da geração das UEE's. Importante ressaltar que a potência instalada eólica cresceu ao longo do ano de 2015, partindo de cerca de 3.520 MW em janeiro de 2015. Portanto,

se espera maior participação da energia eólica ao longo do primeiro semestre de anos subsequentes.

O ONS organiza Boletins Mensais de Geração Eólica para o acompanhamento das UEE's que impactam a operação da rede básica de potência e, portanto, apresentam necessidade de relacionamento com o operador. A Tabela 3.4 expõe a desagregação por estado da capacidade instalada englobada na esfera de relação com o ONS de aproximadamente 5.880 MW do subsistema de acordo com o boletim do mês de janeiro de 2016 (ONS, 2016c) e o fator de capacidade médio anual verificado no ano de 2015. O comportamento do fator de capacidade ao longo do ano para os estados está representado na Figura 3.15, juntamente com o fator de capacidade agregado para o subsistema obtido pela geração verificada pela potência instalada.

Tabela 3.4 - Desagregação da capacidade eólica instalada no subsistema NE

Estado	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade anual médio 2015 (%)
Bahia	1.315,2	46,4
Ceará	1044,5	42,9
Pernambuco	352,5	49,7
Piauí	617,1	44,1
Rio Grande do Norte	2553,4	39,1

Fonte: ONS, 2015a

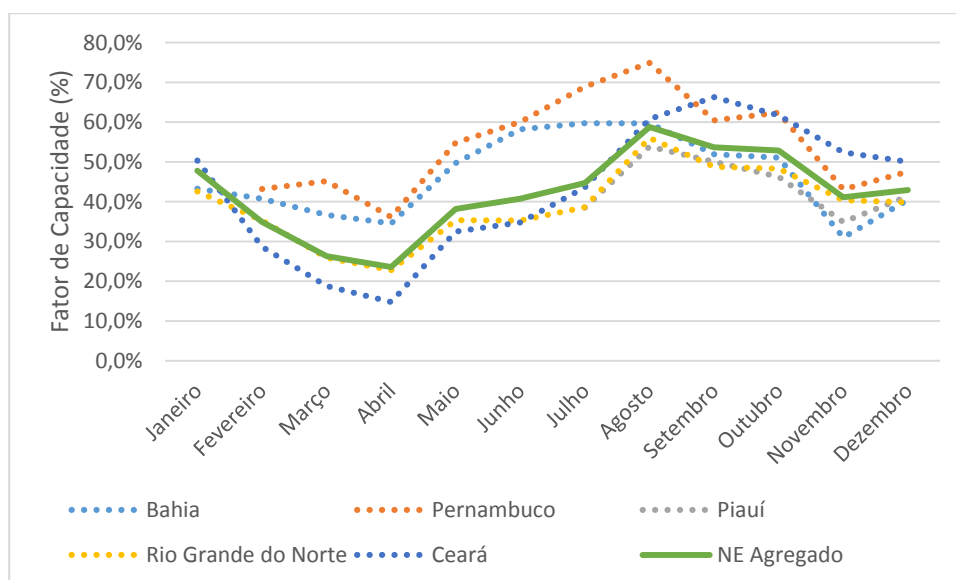


Figura 3.15 - Fator de capacidade médio durante os meses do ano de 2015 para os estados do subsistema NE
Fonte: ONS, 2015a

A inserção de geração eólica no submercado Nordeste no ano de 2015 está retratada na Figura 3.14. Considerando os valores médios horários de carga e geração das UEE's, os índices quantificam o tempo em que a geração eólica do subsistema foi maior que 4%, 8%, 12%, 16%, 20% e 24% da carga do submercado no mês. Tanto a Figura 3.15 quanto a Figura 3.16 evidenciam o caráter mais intenso da atividade eólica durante os meses do segundo semestre.

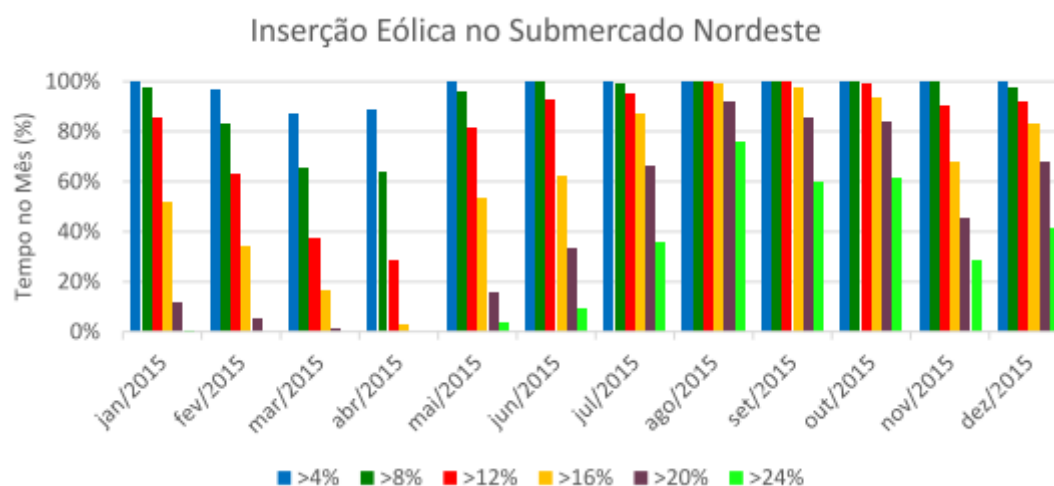


Figura 3.16 - Inserção da geração eólica no subsistema NE durante o ano de 2015

Fonte: ONS, 2015a

A região ainda goza de um imenso potencial eólico a ser explorado e apresenta uma perspectiva de ampliação do seu parque gerador. A Tabela 3.5 expõe os empreendimentos eólicos em construção no Nordeste, enquanto a Tabela 3.6 apresenta aqueles cuja construção ainda não foi iniciada, porém já possuem outorga. Aliado a esta perspectiva há o contraponto de expectativa de redução da flexibilidade operacional através de fontes convencionais inflexíveis, como usinas hidráulicas sem reservatório (fio d-água) e usinas nucleares (BORBA et al., 2012). É conspícua a participação do estado da Bahia na expansão prevista.

Tabela 3.5 - Empreendimentos eólicos com construção iniciada na região Nordeste. Dados de março de 2016

		Potência fiscalizada (MW)	Fração do total (%)
Construção iniciada	Ceará	685	23,1
	Bahia	1.034	34,9
	Pernambuco	200	6,8
	Piauí	492	17,6
	Rio Grande do Norte	519	17,5
	Total	2930	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL, 2016

Tabela 3.6 - Empreendimentos eólicos com construção não-iniciada na região Nordeste. Dados de março de 2016

		Potência outorgada (MW)	Fração do total (%)
Construção não- iniciada	Ceará	618	11,2
	Bahia	2.379	43,2
	Pernambuco	304	5,5
	Piauí	597	10,8
	Rio Grande do Norte	1.517	27,6
	Paraíba	90	1,6
	Total	5.505	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL, 2016

3.3 – Perfil horário dos ventos

O Acompanhamento das Medições Anemométricas acompanha as medições anemométricas e climatológicas referentes aos parques eólicos vencedores dos leilões de energia promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Com a anuência do MME, o edital do Leilão de Energia Renovável (LER) realizado em 2009 inclui cláusula de obrigatoriedade de realização de medidas anemométricas no local dos parques vencedores durante todo o período de vigência do contrato, sendo esta cláusula mantida para os leilões subsequentes. Os dados são enviados periodicamente à EPE com o objetivo de construção de um histórico longo prazo necessário para fundamentar estudos elétricos e energéticos e de correlações com o regime hídrico. A EPE divulga índices que descrevem a disponibilidade do recurso energético eólico e seu potencial de transformação (EPE, 2014a). As medições de vento são realizadas de forma que é mandatória a localização de um anemômetro no topo da estação de medição em altura do solo igual ao eixo das turbinas do parque eólico⁴⁵ e no mínimo a 50 metros de altura, como estabelecido pela Nota Técnica DEA 08/14. As estações ainda devem apresentar dois indicadores de direção dos ventos (*wind vane*), um barômetro, um termômetro e um higrômetro (EPE, 2013).

As medidas dos anemômetros⁴⁶ são realizadas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos fornecendo as velocidades máxima e mínima do período de integralização, além da velocidade média e desvio padrão das medidas. Os valores disponibilizados pelo AMA são médias aritméticas das medições em estações de uma mesma área geográfica desde julho de 2012. Municiada dos dados anemométricos, a EPE constrói índices com pretensão de caracterizar o comportamento energético de longo prazo da disponibilidade e aproveitamento do recurso eólico (EPE, 2013).

O índice de energia se refere à disponibilidade de energia primária, sendo expresso em W/m^2 . Associado a uma altura de referência da medição de velocidade e da densidade do ar, enseja a comparação de locais de interesse para instalação de parques eólicos. O índice de produção é uma *proxi* do efetivo aproveitamento do potencial eólico de um determinado sítio. É construído através do cômputo da geração esperada de turbinas eólicas ou de um conjunto de

⁴⁵ Na ZE Vale do São Francisco, em geral, os *hubs* dos aerogeradores estão posicionados a 80 m de altura, variando entre 78 e 100 m. No Litoral Nordeste, as alturas variam entre 78 e 121 m e no Rio Grande do Sul entre 81 e 120 m (EPE, 2013).

⁴⁶ Além da velocidade dos ventos, o AMA disponibiliza dados relativos à direção dos ventos, perfil de variação dos ventos com a altura de observação e o tempo de permanência da velocidade.

parques eólicos, incorporando as não linearidades da curva de potência dos aerogeradores utilizados como referência em sua composição e considerando os limites físicos de aproveitamento da energia eólica disponível ditados pelo coeficiente de potência e eficiência da conversão eletromecânica dos aerogeradores.

Os índices eólicos do Boletim Trimestral da Energia Eólica de Janeiro de 2016 consideram a existência de três⁴⁷ zonas eólicas (ZE) delimitadas pela similaridade dos regimes de vento. As três zonas se destacam pela intensificação do desenvolvimento dos potenciais eólicos a partir dos leilões promovidos desde 2009 e estão definidas na Figura 3.17 marcada pelas estações anemométricas pertencentes ao AMA até setembro de 2015 (EPE, 2016a). O desenvolvimento vicejante da indústria eólica em tais regiões é congruente com o potencial outrora sugerido pelo Atlas do Potencial Eólico (CEPEL, 2001) exposto no Anexo I desta dissertação.

- i. *Rio Grande do Sul: medições realizadas em 9 estações anemométricas localizadas no litoral e centro-sul do estado. Os aerogeradores que compõem o índice de produção têm potência média de 2.000 kW e diâmetro médio de 82m.*
- ii. *Vale do São Francisco⁴⁸: abrange grande parte da hinterlândia da Bahia e também o centro-sul do Pernambuco. Medições realizadas em 24 estações anemométricas. Os aerogeradores que compõem o índice de potência do parque têm potência média de 1.715 kW e diâmetro médio de 83,5m.*
- iii. *Litoral Nordeste: abrange os estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí. Medições realizadas em 30 estações anemométricas, todas próximas ao mar. Os aerogeradores que compõem o índice de produção têm potência média de 1.934 kW e diâmetro médio de 87,6m.*

⁴⁷ A EPE não descarta a possibilidade da evolução da base de dados incorrer na existência de diversidades temporais de mais longo prazo que justifique um rearranjo ou adição de novas regiões delimitadas por similaridade de características eólicas, e.g., o litoral leste entre Alagoas e Paraíba.

⁴⁸ A EPE delimita esta região como “Bahia”, mesmo que extrapolando os limites do estado baiano. Esta dissertação assume outra nomenclatura a fim de evitar confusões.



Figura 3.17 - Regiões delimitadas por similaridade dos regimes de vento de acordo com a EPE

Fonte: EPE, 2016a

Para a região Litoral Nordeste, as maiores velocidades são registradas, geralmente, entre as 12 e 15 horas. A disposição geográfica na porção litorânea incorre em grande influência da brisa marinha no ciclo diário e os ventos sopram com maior intensidade do início da manhã até o fim da tarde, ao passo que o distanciamento da beira-mar resulta na decréscimo da velocidade média devido ao aumento do atrito e rugosidade da superfície e enfraquecimento do efeito das brisas marinhas. A sazonalidade ao longo do ano tem pouco impacto sobre o ciclo diário, se manifestando mais intensamente na variação da amplitude das velocidades medidas do que no perfil diário. É notória a permanência dos ventos em velocidades superiores à de *cut in*⁴⁹ da maioria dos aerogeradores: em 98% do tempo a velocidade média de 10 minutos supera 3,5 m/s. Também são característicos valores máximos de velocidade instantânea moderados, uma vez que durante o período de observação entre julho de 2012 e março de 2013 nenhuma estação registrou velocidades superiores a 3 vezes a velocidade média de 10 minutos. A intensidade de turbulência, calculada pela relação entre o desvio padrão e a velocidade média em intervalos de

⁴⁹ Velocidade de partida do aerogerador.

10 minutos é máxima geralmente próximo ao meio dia, com média em torno de 12% (EPE, 2013).

Até meados de março de 2016, o AMA disponibilizava a média horária para cada mês entre julho de 2012 e setembro de 2015 para os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Rio Grande do Sul. Como ilustração representativa do perfil horário dos ventos da região Litoral Nordeste, a Figura 3.18 expõe os valores médios de cada hora para os meses de abril e outubro de 2014 dos estados CE e RN. Estes meses foram selecionados por representarem, historicamente, períodos de baixa e alta intensidade eólica. O comportamento horário dos ventos em ambos os estados e para todos os meses do ano de 2012 está exposto no Anexo II desta dissertação. Os gráficos foram construídos com auxílio da ferramenta *Scilab*[®] e os valores agregados para a zona eólica Litoral Nordeste foram obtidos a partir da média aritmética dos valores mensais do CE e RN.

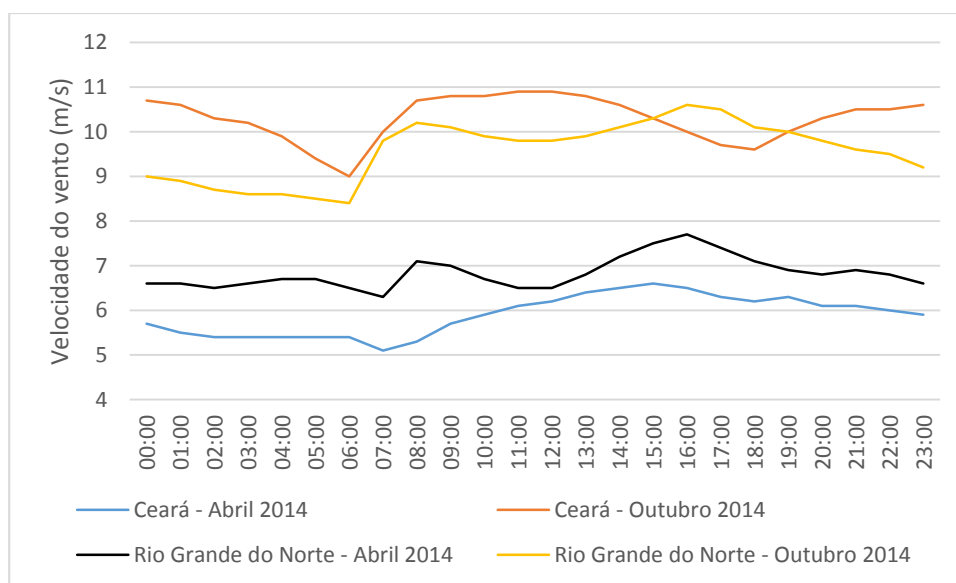


Figura 3.18 - Perfil horário de velocidade dos ventos no Litoral Nordeste durante os meses de abril e outubro
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de EPE, 2016b

Como explicitado na Figura 3.19, os empreendimentos eólicos na zona eólica Vale do São Francisco são mais afastados da influência oceânica em relação à região Litoral Nordeste, além de estarem tipicamente localizados em altitudes de até 1.000 m. Também em relação ao potencial eólico de estados como RN e CE, a ZE Vale do São Francisco, que vai além do estado baiano e engloba empreendimentos em Pernambuco e no Piauí, apresenta período de

permanência em velocidades superiores à de *cut in* inferior, representando 92% do tempo. Em contrapartida, a região apresentou registros de velocidade sustentada superior a 25 m/s (velocidade de *cut off* ⁵⁰ da maioria dos aerogeradores). A turbulência máxima ocorre tipicamente em momentos de velocidade mínima do vento, geralmente em torno das 14h (EPE, 2013).

O ciclo diário dos regimes de vento desta porção territorial mais continental é típico de regiões interioranas, com ventos soprando com maior intensidade após o pôr do sol até o período do início da manhã quando as velocidades são atenuadas (Figura 3.19). Mais uma vez, a variabilidade climática intranual pouco impacta o padrão de comportamento diário dos ventos, sendo esta percebida mais intensamente somente no âmbito da amplitude das intensidades. Este fato pode ser evidenciado na distribuição da velocidades dos ventos ao longo do ano de 2014 para a região contida no Anexo II. Geralmente, as velocidades mínimas ocorrem entre 12h e 15h (EPE, 2013).

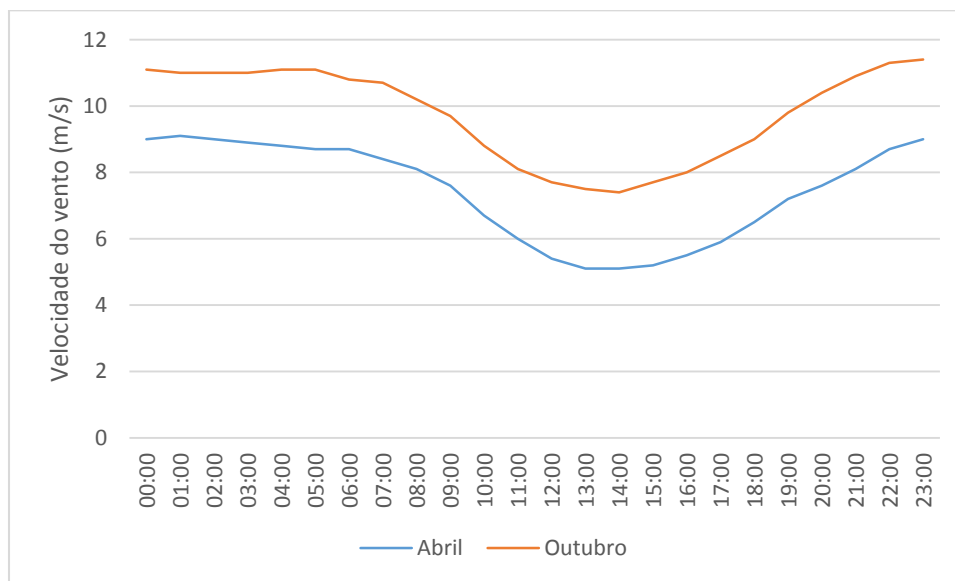


Figura 3.19 - Perfil horário de velocidade do vento da ZE Vale do São Francisco durante os meses de abril e outubro de 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2016b

⁵⁰ Velocidade máxima de operação dos aerogeradores por motivos de segurança.

Outro aspecto importante a ser abordado é o potencial de geração elétrica a partir dos ventos no decorrer do dia frente à variação horária da demanda. Destarte, a Figura 3.20 coteja a oscilação da intensidade dos ventos da Região NE com a evolução da carga de energia ao longo do dia fornecida pelo ONS. A comparação é realizada a partir do comportamento típico de um dia de outubro, destacando a possível extrapolação para outros meses devido à baixa variação anual do padrão do ciclo diário. Ambas a energia primária disponível quanto a curva de demanda estão normalizadas.

O gráfico da Figura 3.20 evidencia que o regime de ventos da ZE Litoral Nordeste é mais semelhante à evolução diária da carga típica do subsistema Nordeste. Parques eólicos distribuídos pelo litoral dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e regiões próximas ao delta do Parnaíba no Piauí acompanham a redução da demanda durante as primeiras horas da manhã com menor geração de potência. Para a região abrangida pela ZE Vale do São Francisco, o ciclo diário sugere intensificação da geração elétrica durante o período da madrugada. Do ponto de vista de planejamento energético e operacional do SEP, esta característica é fulcral para a análise de possíveis excedentes elétricos no período de demanda reduzida. A investigação do efeito sobre as outras unidades de geração, da expansão da capacidade de intercâmbio entre os subsistemas ou sistemas de armazenamento se torna ainda mais urgente diante do grande potencial eólico da região e o papel proeminente na perspectiva de expansão apresentada na Tabela 3.5 e na Tabela 3.6.

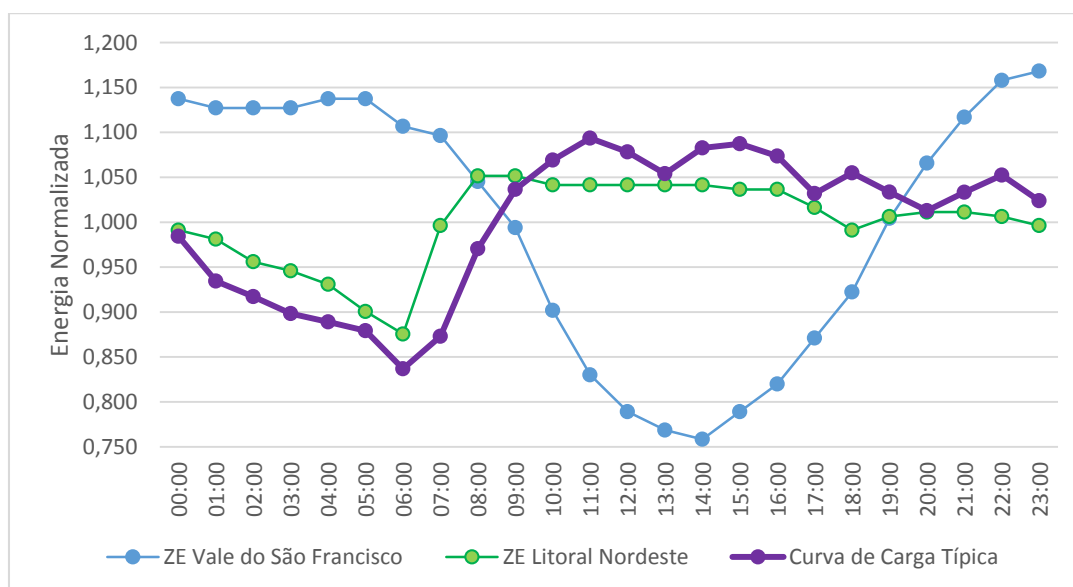


Figura 3.20 - Comparação entre o perfil horário da geração eólica e a curva de carga típica do subsistema NE
 Fonte: Elaboração própria. A energia normalizada para a curva de carga típica foi obtida a partir de dados obtidos junto ao ONS

Em suma, a característica de regime dos ventos da região Nordeste, é de elevada velocidade média porém reduzida velocidade extrema, fato que enseja a ocorrência de relativamente elevados fatores de capacidade observados durante o ano de 2015 (Figura 3.4). Para fins comparativos e verificação dos dados, a posse das médias horárias da velocidade dos ventos permite a construção de uma modelagem simplificada para comparação do fator de capacidade verificado com o potencial de conversão energética do parque instalado durante o período de 2014⁵¹. A representação esquemática da metodologia está apresentada na Figura 3.21. Considera-se a evolução da capacidade instalada durante o ano de 2014 de cada região para o cálculo da energia passível de ser motorizada no subsistema NE.

Para ZE Litoral Nordeste, aplicam-se os valores médios de 1.934 kW por máquina e diâmetro 87,6 m. No que tange ZE Vale do São Francisco, os valores considerados são 1.715 kW e 83,5 m. O coeficiente de potência das máquinas é de 40% em conformidade com valores típicos de aerogeradores com rotor de 3 pás e eficiência de conversão eletromecânica de 85%, incluído perdas de dispositivos de eletrônica de potência para condicionamento da potência. Como aspectos desconsiderados nesta abordagem simplificada, considerando um

⁵¹ Até o momento da construção desta dissertação, o AMA disponibiliza dados até setembro de 2015. Destarte, optou-se pela escolha do ano de 2014 para validação e comparação das médias horárias e exposição do padrão de variação anual.

único parque eólico de capacidade igual à potência instalada por região, destacam-se a ocorrência do “efeito esteira” e a dispersão da geração em relação ao local da medição dos ventos. A Figura 3.22 compara o fator de capacidade verificado e o potencial eólico motorizável. O resultado obtido corrobora a validade dos dados, de forma que as discrepâncias podem ser associadas às simplificações realizadas. Os fatores de capacidade médio anual calculados são de 40,24% e 42,40% para os valores verificados e estimados, respectivamente.

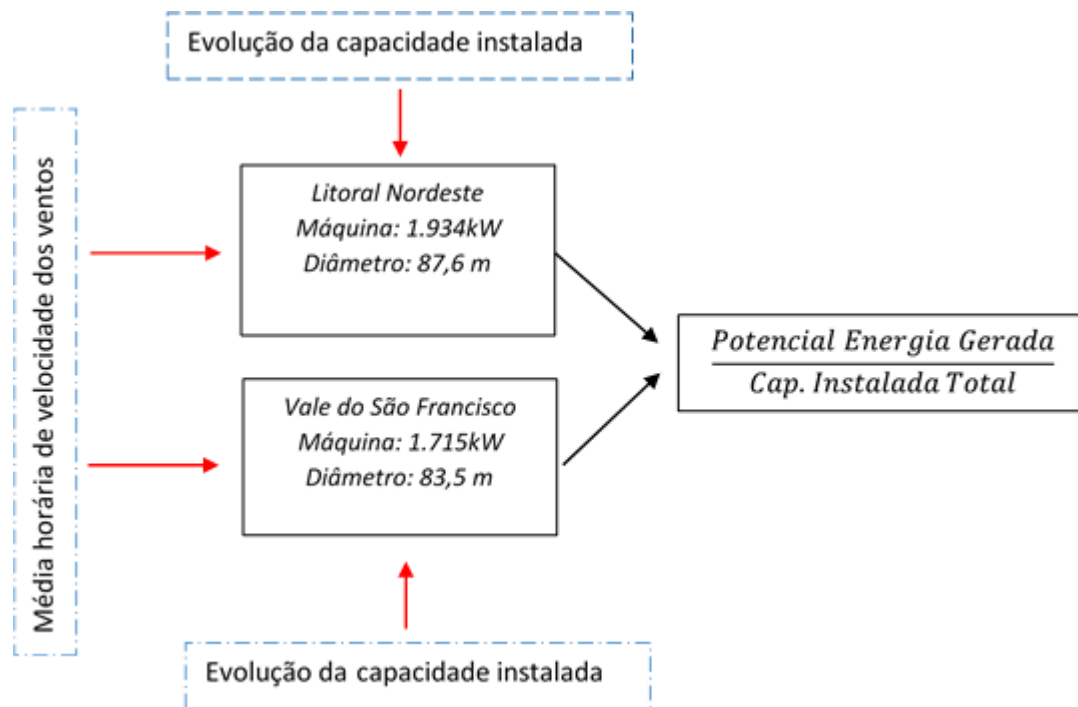


Figura 3.21 - Representação esquemática da estimativa de potência motorizável para o ano de 2014

Fonte: Elaboração própria

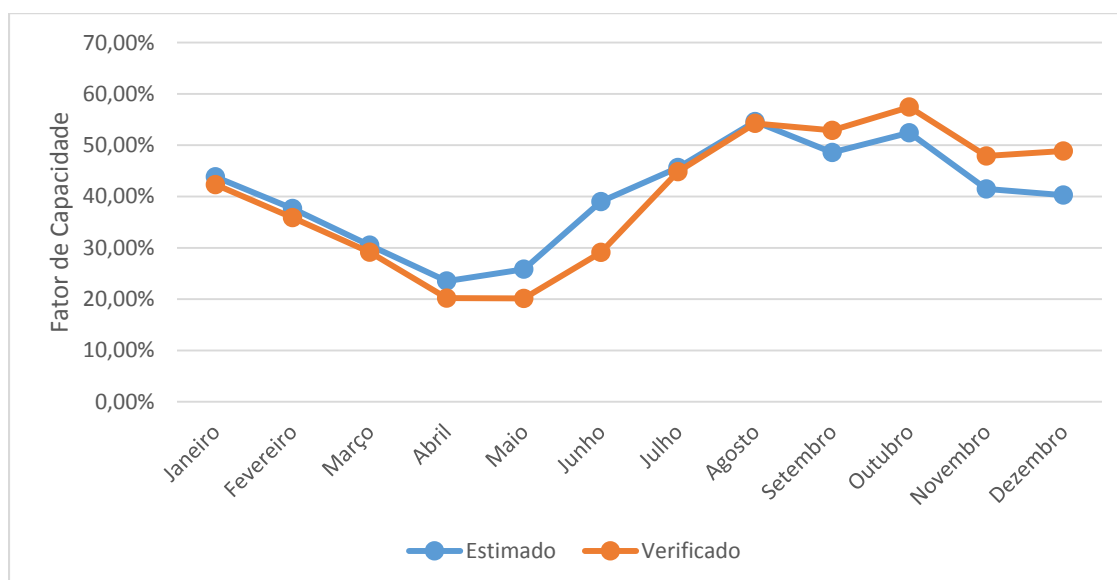


Figura 3.22 – Comparação entre o fator de capacidade real verificado e estima do potencial passível de conversão eletromecânica

Fonte: Elaboração Própria

Amiúde, o intuito do AMA é a construção de médias históricas robustas que municiem estudos de planejamento energético. Diante da consolidação recente de fluxo de dados de estações anemométricas localizadas em turbinas com finalidade de geração elétrica, os empreendimentos eólicos não gozam da mesma robustez histórica das vazões de hidrelétricas, que possuem dados históricos há mais de 80 anos. No primeiro documento divulgado pela EPE com informações contidas na base de dados AMA e registros entre julho de 2012 e março de 2013, os parâmetros da distribuição de probabilidade de Weibull⁵² foram estimados e estão expostos na Tabela 3.6. À medida que se obtenham registros históricos para períodos maiores de observação, estes parâmetros tendem a ser cada vez mais confiáveis e representativos.

Tabela 3.7 – Estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull para registros históricos entre julho de 2012 e março de 2013

Parâmetros de Weibull	Litoral Nordeste	Vale do São Francisco
Fator de forma	$3,0 < k < 5,2$	$2,4 < k < 3,7$
Fator de escala, m/s	$8,6 < c < 10,2$	$8,9 < c < 11,0$

Fonte: EPE, 2013

⁵² A distribuição de Weibull é brevemente discutida no Anexo III.

Em uma primeira análise, pode-se verificar que quanto maior for o fator de forma, mais consistente será o vento dentro da média da velocidade e menor a incidência de ventos extremos. Logo, pode-se observar que os ventos do litoral nordeste apresentam perfil mais estável, o que era de se esperar devido a influência de ventos alísios na região (TOLMASQUIM, 2016).

4. PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar o procedimento metodológico adotado durante este estudo e separado em duas etapas:

- i. Simulação com discretização horária da oferta de energia elétrica da região Nordeste diante de uma maior penetração da energia eólica no subsistema. Os cenários foram montados com base no atual parque gerador da região, nos empreendimentos contratados em leilões de energia, expansão prevista pelo Plano Decenal de Energia 2024 da EPE, dados de curva horária fornecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e dados em base horária do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA). Foi realizada uma adaptação de um modelo de otimização linear do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) com intuito de observar a operação horária e investigar possíveis desequilíbrios entre carga e geração dentro do próprio subsistema devido injeção instantânea de geradores eólicos;
- ii. Os excedentes elétricos resultantes da simulação alimentam a segunda etapa da metodologia proposta. Tais montantes de sobregeração poderiam ser evitados pelo *curtailment* (degradando o fator de capacidade de parques eólicos) ou escoados para os

outros subsistemas do SIN mediante expansão do sistema de transmissão. Este estudo visa analisar a viabilidade técnico-econômica de um sistema de armazenamento de grande porte à base de hidrogênio como alternativa ao recrudescimento da capacidade de exportação do subsistema NE e forma de maximizar a utilização de recursos renováveis. Foi realizada uma modelagem híbrida de Algoritmos Genéticos (AGs) e Programação Linear Inteira Mista (PLIM) com intuito de determinar a capacidade ótima instalada de uma planta de eletrólise candidata, operação de tais unidades com discretização horária e o custo nivelado do hidrogênio eletrolítico. A Figura 4.1 sumariza o encadeamento de modelos e a metodologia aplicada.

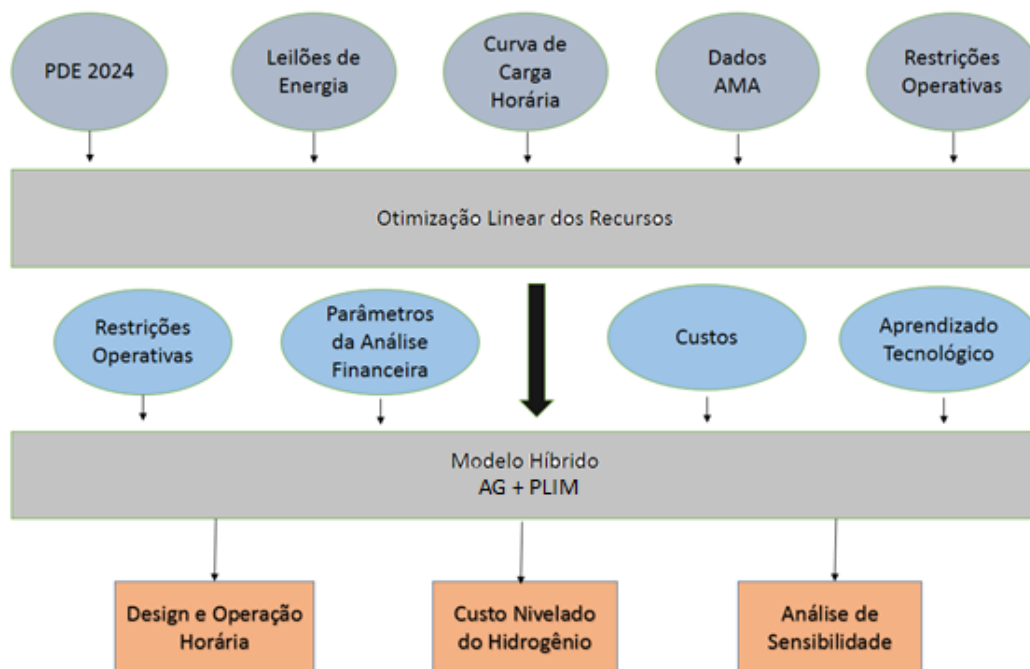


Figura 4.1 - Encadeamento de modelos do procedimento metodológico adotado

Fonte: Elaboração Própria

As seções a seguir pormenorizam os aspectos representados na Figura 4.1.

4.1 – Simulação horária do subsistema Nordeste diante da penetração esperada de energia eólica

Esta seção visa averiguar a partir de uma metodologia simplificada o rearranjo da operação do SEP do subsistema Nordeste diante da entrada de empreendimentos eólicos previstos pelo Plano Decenal de Energia 2024 – PDE 2024 (EPE, 2015b). A distribuição geográfica da capacidade eólica prevista é balizada pelas UEE's em construção e àqueles com potência outorgada, mas que ainda não estão em construção de acordo com o BIG. O objetivo é investigar as possibilidades de excedentes elétricos e instantes em que há intensificação da ocorrência através do modelo de despacho com discretização horária. A ferramenta utilizada foi o *Hybrid Optimization for Multiple Energy Resources* (HOMER[®]) que é brevemente descrita na seção a seguir.

4.1.1 - HOMER[®]

O HOMER[®] é um *software* de otimização linear desenvolvido pelo NREL. Diante da entrada do *mix* de opções tecnológicas de geração, custos associados e recursos disponíveis, o modelo elenca uma lista de configurações exequíveis para atendimento da demanda exógena. O balanço energético é realizado para cada uma das 8.760 horas do ano, de forma que o programa designa a alternativa mais custo-efetiva de atendimento da demanda de acordo com as restrições de operação. As configurações exequíveis são hierarquizadas de acordo com o custo total presente líquido, considerando os custos de capital, substituição, O&M e combustível e a taxa de desconto.

O modelo foi originalmente concebido para a otimização de microrredes, calcadas na configuração híbrida de fontes renováveis e fósseis, remotas ou conectadas a um *grid* elétrico mais robusto. Para esta dissertação, o *software* foi adaptado para averiguar a possibilidade de existência de excedentes elétricos diante da penetração de fontes eólicas no subsistema Nordeste. Foram inseridas ao modelo o panorama das opções tecnológicas descritas previstas de acordo com dados do Plano Decenal de Energia 2024 (EPE, 2015b) e Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2016) e uma estimativa da curva de demanda da região para o ano de 2024. A lógica é observar o rearranjo da geração elétrica do subsistema NE, permitindo somente

a importação energética dos outros subsistemas do SIN. No caso, o possível excedente elétrico seria revertido para o PtG, sem a possibilidade de exportação.

A simulação é realizada de forma estática para o atendimento da demanda elétrica anual diante de um *mix* de rotas tecnológicas. Portanto, não há a possibilidade de evolução da capacidade instalada no período intranual, tampouco se trata de uma abordagem dinâmica típica do planejamento operacional de sistemas hidrotérmicos. Neste âmbito, a geração hidrelétrica é modelada como uma fonte inflexível, emulando usinas sem capacidade de regularização e um contexto de inflexibilidade operacional da região.

A otimização realizada pelo HOMER é baseada na análise custo-efetiva, elencando as diversas configurações capazes de atender a carga horária a partir do custo presente líquido (*Net Present Cost*, NPC). O subsistema NE foi modelado como uma rede concentrada geograficamente. Portanto, desconsidera algumas limitações técnicas:

- a) Possíveis impactos da elevada parcela de sistemas eólicos no sistema elétrico com redução do controle de tensão, alteração na corrente de curto-circuito, geração de reativos e redução no controle de frequência. O *software* permite participação em larga escala de geração eólica para atendimento da demanda instantânea durante algumas horas do dia, cabendo investigações mais profundas acerca da estabilidade de tensão e frequência diante de perturbações no sistema elétrico de potência. Estes problemas foram abordados em MILLER et al. (2011); VILCHEZ & STENZEL (2013); HOSSAIN et al. (2012) e AKHMATOV (2003);
- b) Perdas econômicas associadas ao efeito de ciclagem das usinas térmicas, principalmente usinas baseadas em turbina a vapor, inclusive usinas ciclo combinado. Estas unidades têm seu tempo de vida útil reduzido quando expostas ao *stress* térmico resultante de um aumento de quantidade de partidas e *shutdowns* no amortecimento de fontes estocásticas;
- c) A segmentação da capacidade instalada de energia eólica em dois padrões distintos de geração eólica foi realizada considerando um único parque eólico no local de medição dos ventos de cada zona eólica. Destarte, não há variações associadas à dispersão geográfica das UEE's. Neste sentido, o estudo ainda considera os dados atuais perfil horário de ventos das zonas eólicas definidas como o perfil incidente sobre as novas unidades geradoras a serem postas em operação. Desta forma, não incorpora uma possível redução do fator de capacidade dos parques eólicos ao passo que ocorre à expansão e o afastamento de possíveis “*sweet spots*”. Todavia, tal limitação pode ser

relativizada diante da estimativa de mais de 70 GW de potência instalável com fator de capacidade superior à 46% no estado da Bahia (CAMARGO-SCHUBERT, 2013);

- d) A modelagem da rede concentrada desconsidera restrições elétricas do sistema de transmissão, sendo este robusto o suficiente para suportar os fluxos de energia requisitados. Todavia, será necessária expansão da capacidade de transmissão de forma a acomodar a crescente penetração de UEE's. Este tópico é discutido em GÁRDOS et al. (2010);

As limitações referentes às UTE's foram amenizadas através de um mecanismo de “forçamento” das unidades térmicas a uma operação constante, reduzindo o número de desligamentos das centrais ao longo do ano. Apesar da metodologia bastante simplificada, o balanço estático realizado tem como intuito um indicativo preliminar do equilíbrio estrutural de geração *versus* demanda. A Figura 4.2 apresenta a conexão dos diversos tipos de fontes de geração de energia aos barramentos utilizados pelo software na otimização energética.

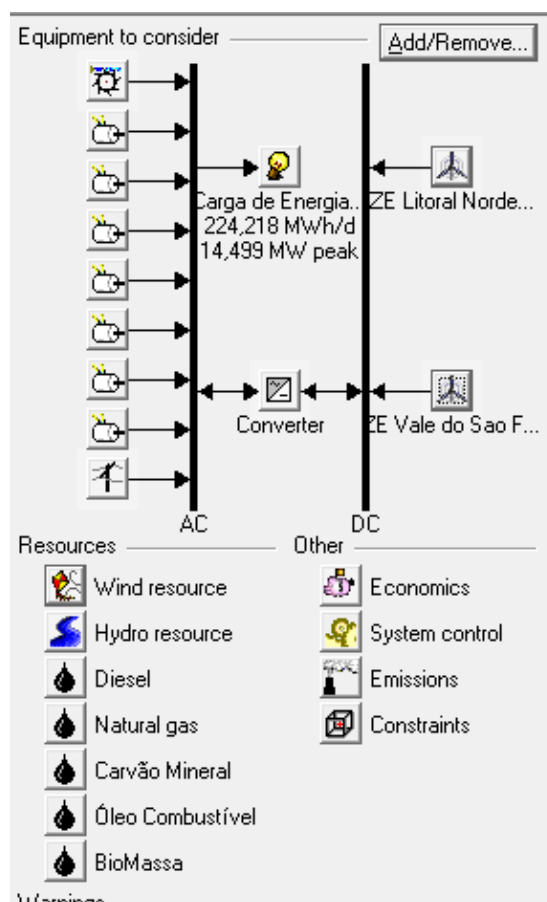


Figura 4.2 – Imagem dos diversos tipos de energia e recursos utilizados na otimização energética

Fonte: HOMER®

4.1.2 – Dados de Entrada

I. Capacidade de Geração

Além dos empreendimentos eólicos, outros empreendimentos termelétricos apresentam potência outorgada pela ANEEL e foram incluídos na simulação⁵³. Estes estão expostos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Empreendimentos termelétricos com potência outorgada para o subsistema NE

Fonte Energética	Potência Outorgada (MW)	Localidade
Óleo Combustível	1.059	Candeias – BA
Óleo Diesel	104	Jaguarari – BA
Óleo Diesel	286	Dias d'Ávila - BA
Gás Natural	1.516	Santo Amaro das Brotas - SE
Gás Natural	1.238	Ipojuca – PE

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL, 2016

A Tabela 4.2 desagrega as usinas de geração eólica por estado, ensejando a clivagem por cada região com similaridade de regime dos ventos e inserindo dois padrões de geração eólica. A Figura 3.12 localiza geograficamente os empreendimentos eólicos com previsão de entrada em operação. A imagem corrobora a construção de dois blocos de desenvolvimento do potencial eólico, o litoral nordeste e o corredor interiorano de relevo elevado que perpassa grande parte da Bahia. Importante destacar que o estado do Piauí apresenta duas regiões com potencial eólico: uma ao norte próxima ao delta do Parnaíba e englobada na ZE Litoral Nordeste e outra mais ao sudeste do estado que será incorporada ao regime de ventos da ZE Vale do São Francisco. A expansão prevista para o estado se concentra em cidades de moderada altitude na porção mais interiorana: Simões (437 m), Curral Novo do Piauí (370 m) e Lagoa do Barro do Piauí (387 m).

O mesmo pode ser observado para o desenvolvimento esperado para o estado de Pernambuco: Venturosa (530 m), Caetés (849 m), Poção (1.000 m) e Arapirina (622 m); e Paraíba: Santa Luzia (299 m) e São José do Sabugi (333 m). O boletim de acompanhamento

⁵³ Não foram incluídos 350 MW a partir de resíduos florestais com construção não-iniciada. A escassez de dados acerca de custos de investimento e eficiência da conversão eletroenergética destes empreendimentos são preponderantes diante da relativamente pequena contribuição para a geração elétrica deste montante de potência outorgada na decisão de excluí-los.

da geração eólica do ONS expõe comportamento da geração das UEE's localizadas no Pernambuco semelhante ao regime de ventos interioranos da Bahia (ONS, 2015a). Na Figura 4.3, os marcadores em azul são referentes à empreendimentos em construção, enquanto os vermelhos representam aqueles cuja construção ainda não fora iniciada. Parte das usinas em construção está implícitas diante da elevada densidade de empreendimentos “vermelhos”.

Tabela 4.2 - Segmentação da capacidade instalada de acordo com o regime de ventos

Regime de Ventos		Capacidade (MW)
Litoral Nordeste	Ceará	2348
	Rio Grande do Norte	4589
	Piauí (Delta)	60
	Total	6997
São Francisco	Bahia	4728
	Pernambuco	856
	Piauí (Interior)	1647
	Paraíba	90
	Total	7321

Fonte: Elaboração própria

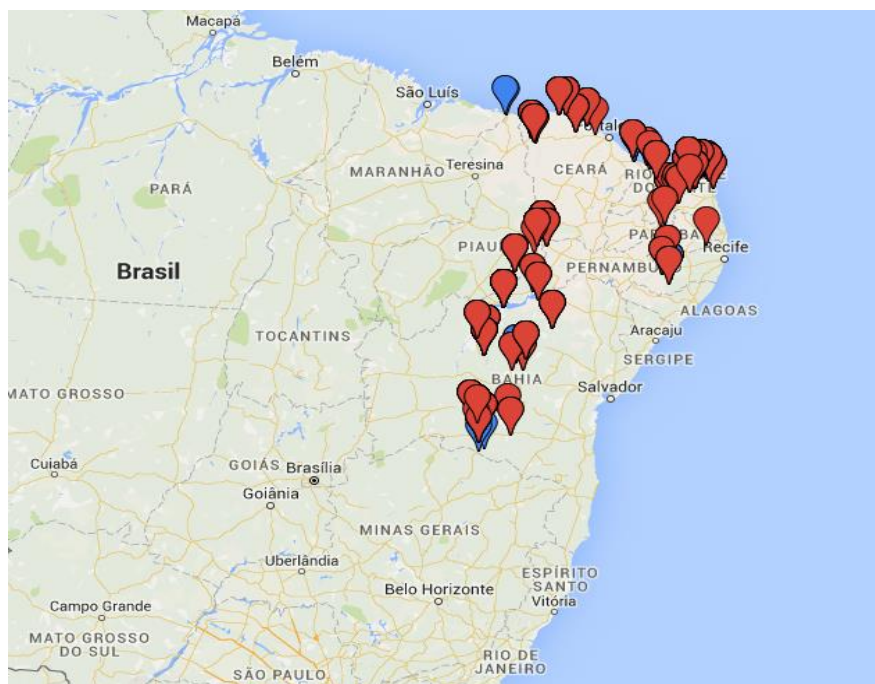


Figura 4.3 - Disposição geográfica de UEE's com previsão de entrada em operação

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL, 2016. Imagem retirada do *Google Maps*

Dentre os empreendimentos eólicos com potência outorgada, cerca de 303 MW (construção iniciada) e 210 MW (construção não-iniciada) estão localizados na ZE Rio Grande do Sul definida neste trabalho. Desta forma, a Figura 4.4 representa graficamente a proporcionalidade das UEE's instaladas por região após a entrada em operação de tais usinas previstas no BIG.

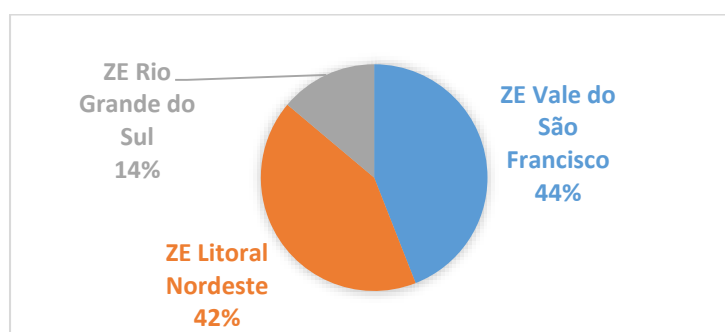


Figura 4.4 - Proporcionalidade geográfica da capacidade eólica instalada após entrada em operação de empreendimentos previstos pelo BIG

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANEEL, 2016

O PDE 2024 projeta a participação de 24 GW⁵⁴ de capacidade eólica instalada no setor elétrico brasileiro até 2024. Para os fins deste trabalho, tal capacidade foi distribuída de acordo com a proporcionalidade exposta na Figura 4.4, assumindo a mesma tendência de expansão adotada até então. O plano decenal ainda projeta a expansão do parque gerador termelétrico para cerca de 8,62 GW, ligeiramente inferior para o cenário composto pelos projetos com potência outorgada pela ANEEL até maio de 2016. Não foram consideradas adições de Outras Fontes Renováveis (biomassa + PCH + solar). Deste modo, a Tabela 4.3 apresenta o *mix* de unidades de geração que servem de entrada para o modelo.

Tabela 4.3 - Configuração após entrada de empreendimentos previstos. Dados de entrada para o modelo

Fonte Energética	Capacidade (MW)
Carvão Mineral	1.085
Gás Natural	4.695
Óleo Combustível	2.919
Óleo Diesel	1.062
Bagaço-de-Cana	495
Hidrelétrica	10.887
Eólica	20.640

Fonte: Elaboração própria baseados em ANEEL (2016) e EPE (2015)

O efeito da altitude nas UEE's localizadas na Elevação Nordeste-Sudeste foi considerado através da expressão da Eq. 35. A altitude aplicada para cada estado foi calculada a partir da média aproximada da elevação das cidades proeminentes na geração eólica. A Tabela 4.4 sumariza os valores calculados de densidade do ar. A densidade do ar a nível do mar e 15°C é igual a 1,225 kg/m³. Todos os valores calculados para temperatura ambiente de 25°C.

Assumindo-se um gás ideal, temos que:

$$\rho = p \cdot R \cdot T \quad \text{Eq. 32}$$

e, de acordo com equação de Bernoulli:

⁵⁴ Partindo do quadro atual de aproximadamente 8,7 GW de capacidade instalada no Brasil, tal projeção apresenta como média de adição anual de 2 GW/ ano, não conflitante com a capacidade da indústria eólica instalada no Brasil de cerca de 2,95 GW/ano (LAGE e PROCESSI, 2013).

$$\begin{aligned}
 -dp &= \rho \cdot g \cdot dh \\
 \therefore -dp &= \left(\frac{p}{R \cdot T} \right) \cdot g \cdot dh \\
 \therefore dh &= - \left(\frac{R \cdot T}{g} \right) \cdot \frac{dp}{p}
 \end{aligned}$$

Chega-se a relação:

$$(h_2 - h_1) = \left(\frac{R \cdot T}{g} \right) \cdot \ln \left(\frac{p_1}{p_2} \right) \quad \text{Eq. 33}$$

Para $h_1 = 0$,

$$p_2 = p_1 \cdot \left[\exp \left(- \frac{g \cdot h_2}{R \cdot T} \right) \right] \quad \text{Eq. 34}$$

Ou ainda:

$$\rho(h_2) = \frac{p_2}{R \cdot T} = \frac{p_1}{R \cdot T} \cdot \left[\exp \left(- \frac{g \cdot h_2}{R \cdot T} \right) \right] \quad \text{Eq. 35}$$

Tabela 4.4 – Estimativa da densidade do ar nos estados sob o regime de ventos interioranos

Estado	Altitude média (m)	Densidade do ar (kg/m ³)
Bahia	813	1,093
Pernambuco	750	1,101
Piauí	398	1,146
Paraíba	316	1,157

Fonte: Elaboração própria

II. Recursos Hídricos

O subsistema Nordeste exige geração hidráulica mínima obrigatória devido o regime de defluência mínima do rio São Francisco, onde se localiza a maioria dos empreendimentos hidrelétricos⁵⁵. A restrição é consequência de impactos ambientais e da garantia de condições favoráveis a navegabilidade e outras práticas comerciais a jusante dos reservatórios. Períodos

⁵⁵ As hidrelétricas localizadas na Bacia do São Francisco contabilizam 92,1% da capacidade instalada de UHE's na região Nordeste. Além da Bacia do São Francisco, o subsistema ainda detém a Bacia do Parnaíba, onde está instalada a UHE Boa Esperança (237 MW) e a Bacia do Atlântico Leste – UHE Itapebi (462 MW) e UHE Pedra do Cavalo (160 MW). Tais usinas não serão consideradas no modelo, de modo que a geração hidráulica mínima se restringirá à Bacia do São Francisco.

de reduzida energia natural afluyente, como os observados ao longo do ano de 2015, engendram questionamentos acerca da quantidade de energia armazenada nos reservatórios *versus* garantia da defluência mínima⁵⁶. A Figura 4.5 expõe uma representação esquemática em cascata dos principais empreendimentos localizados ao longo do Rio São Francisco no subsistema Nordeste. À montante de Sobradinho ainda há o reservatório de Três Marias em Minas Gerais. A Figura 3.14 apresenta a geração média mensal hidráulica na região entre 2011 e 2015.

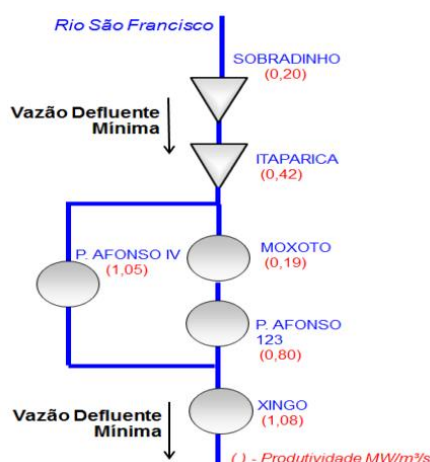


Figura 4.5 - Representação esquemática dos principais empreendimentos hidrelétricos do subsistema NE

. Fonte: ONS, 2015b

As condições hidrológicas adversas na bacia do São Francisco têm levado a ações de flexibilização das vazões defluentes mínimas dos reservatórios. Neste contexto, a Agência Nacional de Águas (ANA) vem autorizando desde a Resolução ANA nº442/2013 a redução da defluência mínima abaixo de 1.300 m³/s tanto em Sobradinho quanto Xingó. Tais alterações têm caráter provisório e foram implementadas visando a restauração dos níveis dos reservatórios da região. Em ONS (2011), a geração hidráulica “compulsória” do subsistema Nordeste está associada às seguintes restrições de vazão mínima em Sobradinho:

- 1.300 m³/s: restrição vigente até 2013 que equivale à geração mínima de aproximadamente 3.600 MW médio na bacia do São Francisco;

⁵⁶ Períodos de baixa aflluência hidrológica durante 2015 levaram a um estado de penúria do reservatório de Sobradinho, maior da região, que chegou a apresentar 1,6% do volume útil em novembro de 2015. Fonte: <http://g1.globo.com/bahia/noticia/2015/11/pior-seca-em-8-decadas-fara-volume-util-de-sobradinho-zerar-preve-chesf.html/> Acesso em 21/03/2016 às 16:33h.

- 1.100 m³/s: restrição de excepcionalidade aprovada pela ANA em 2013 com a Resolução ANA nº442/2013. Equivale à geração mínima de 3.000 MW médio na bacia do São Francisco.

Diante do agravamento dos níveis de volume útil dos reservatórios no período de 2015, a restrição de vazão mínima foi ainda mais flexibilizada atingindo valores de 900 m³/s até que a Resolução nº66/2016 autorizou a redução temporária da descarga mínima para valores de 800 m³/s até dia 31 de março de 2016. Em meados de março de 2016, a defluência era de aproximadamente 845 m³/s em Sobradinho (ANA, 2016).

O *software* simula apenas hidrelétricas fio d'água (*run of river*, RoR). Desta forma, a entrada das vazões hídricas fornecidas ao HOMER foi tratado com a finalidade de mimetizar a geração hidráulica mínima “compulsória” do subsistema NE. Esta metodologia visa a construção de um cenário conservador para investigação de possíveis desbalanços entre oferta e demanda de energia elétrica devido à penetração das fontes eólicas, de forma que considera as hidrelétricas em patamares mínimos de produção. Portanto, a vazão hídrica fornecida como dado de entrada ao modelo emula a geração de 3.600 MW médio de energia hidráulica para região, de modo que se torna razoável a expectativa de restauração da vazão mínima para 1.300 m³/s diante do caráter temporário das resoluções da ANA.

A Figura 4.6 ilustra a evolução da geração hidráulica média mensal no subsistema Nordeste entre 2013 e março de 2016. Observa-se a geração abaixo do patamar de 3.600 MW médio em períodos de flexibilização da restrição de defluência mínima na Bacia do São Francisco diante de cenários de baixa afluência hidrológica.

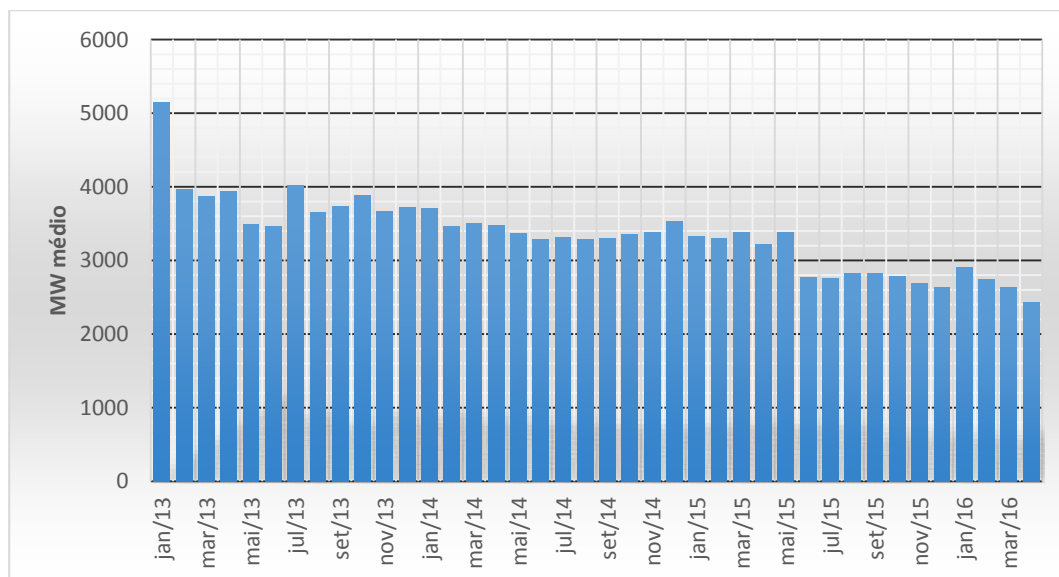


Figura 4.6 - Geração hidráulica média mensal do subsistema Nordeste entre 2013 e março de 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ONS, 2016b

III. Recurso Eólico

O recurso eólico inserido ao modelo possui discretização horária, de acordo com as figura exposta no Anexo II. O HOMER[®] só admite a entrada de um perfil de velocidade de ventos. Os dados de entrada foram referentes à ZE Litoral Nordeste. Estando a energia eólica configurada como uma fonte “*low cost, must run*” com custo marginal igual a zero, a geração estimada segundo o padrão eólico da ZE Vale do São Francisco foi diretamente subtraída da curva de carga. Logo, a potência eólica é injetada diretamente na rede, deslocando unidades de geração de maior custo variável unitário (CVU).

Cabe pontuar que a abordagem escolhida neste estudo é determinística e referente às médias das medições realizadas pelo AMA, de forma que a utilização de modelos estocásticos para representação de recursos eólicos podem incorporar possíveis erros de previsão da geração de UEE’s. Tal abordagem probabilística é preconizada para estudos acerca do impacto sobre as reservas operativas do sistema elétrico, como em GUANDALINI et al. (2015) porém não será considerada dentro do escopo deste estudo.

IV. Curva de Carga

Uma curva de carga horária típica da Região Nordeste foi adaptada dos dados fornecidos pelo ONS. Ressalta-se que tais informações com discretização horária não estão disponíveis

publicamente, de forma que os dados foram obtidos junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico diretamente pelo autor. A Figura 4.7 exibe uma curva de carga horária para um dia típico do mês de maio. O ajuste foi realizado para o ano de 2024, considerando os dados da carga de energia disponibilizados pelo ONS. Entre os anos de 2016 e 2024, a demanda foi obtida multiplicando o MW médio mensal observado durante 2015 pela taxa de crescimento médio de 4,3 % a.a da carga de energia do subsistema Nordeste projetada para o decênio 2014-2024 pelo PDE 2024. O estudo realizado adota como premissa macroeconômica o crescimento de 3,2 % a.a do PIB nacional durante o período de estudo, baseando-se na conjuntura do ano de 2015 (EPE, 2015b).

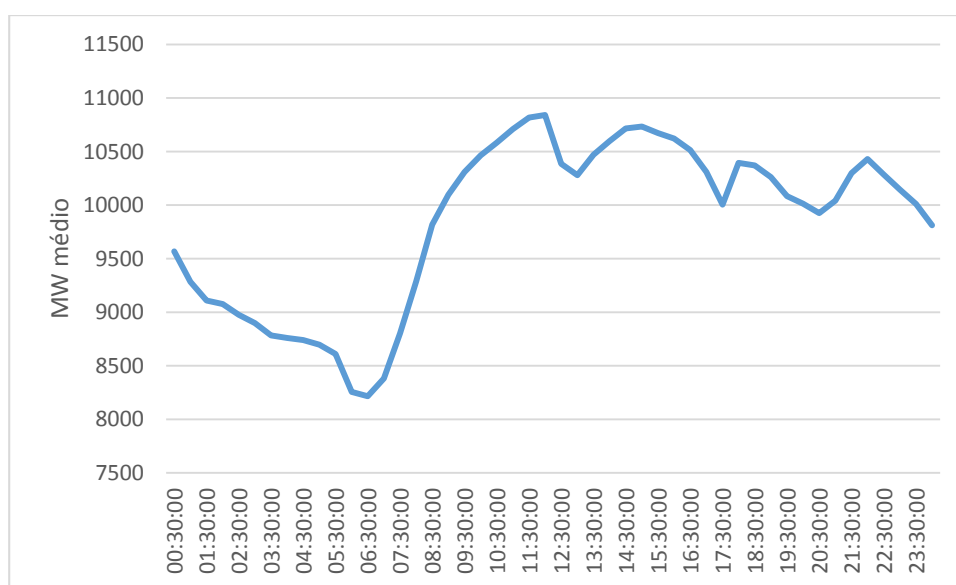


Figura 4.7 - Curva de carga horária diária na região Nordeste no dia 04/05/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O prolongamento da crise econômica no ano de 2016 forçou a revisitação das taxas de crescimento anual através da 1ª Revisão Quadrimestral das Previsões de Carga Para o Planejamento Anual da Operação Energética 2016-2020 (ONS, 2016d). As previsões de carga foram atualizadas tomando como base a conjuntura econômica em abril de 2016, incorporando a retração da taxa de investimento em 2014 e 2015 e revisando previsões o cenário econômico utilizado em previsões prévias⁵⁷. Portanto, não considera uma retomada do nível de consumo

⁵⁷ A carga de energia do SIN prevista para 2016 deve retrair 2,4% em relação a 2015. Espera-se que tal queda ocorra de maneira mais intensa nos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul (ONS, 2016d).

no curto prazo. O estudo tem como premissa básica a taxa de crescimento do PIB nacional de 2,4% a.a no período entre 2016-2020 (ONS, 2016d). A Tabela 4.5 expõe as taxas de crescimento anual da carga de energia. Para fins comparativos, a carga de energia do subsistema Nordeste apresentou crescimento médio anual de 4,67% a.a no período entre 2012-2015, a partir de dados do ONS (ONS, 2016b).

Tabela 4.5 – Taxas de crescimento esperadas da carga de energia no período entre 2016-2020

Taxas de Crescimento por Subsistema (%)					
Subsistema	2016	2017	2018	2019	2020
SE/CO	-3,3	2,5	3,8	4,1	4,8
Sul	-2,3	2,5	3,7	4,3	4,4
NE	-0,3	2,5	3,8	4,4	5,1
N	-0,1	3,1	4,6	4,2	11,4
SIN	-2,4	2,5	3,9	4,2	5,3

Fonte: ONS, 2016d

Este estudo opta por adotar o cenário construído pelo Plano Decenal de Energia 2024 de maneira que esteja em conformidade com a expansão eólica resultante das simulações da EPE e engendre um cenário de maior demanda eletroenergética e conservador em termos de ocorrência de possíveis excedentes elétricos.

V. Aerogeradores

A modelagem dos aerogeradores foi baseada nas unidades médias do parque que compõem os índices de produção da região Litoral Nordeste e Bahia nos boletins trimestrais de energia eólica da EPE. Para a capacidade considerada no regime de ventos interioranos, o efeito da altura na densidade foi considerado. As curvas de potência construídas para cada região seguem na Figura 4.8. A curva de potência é correspondente a um aerogerador WEG de potência nominal igual a 2.1 MW.

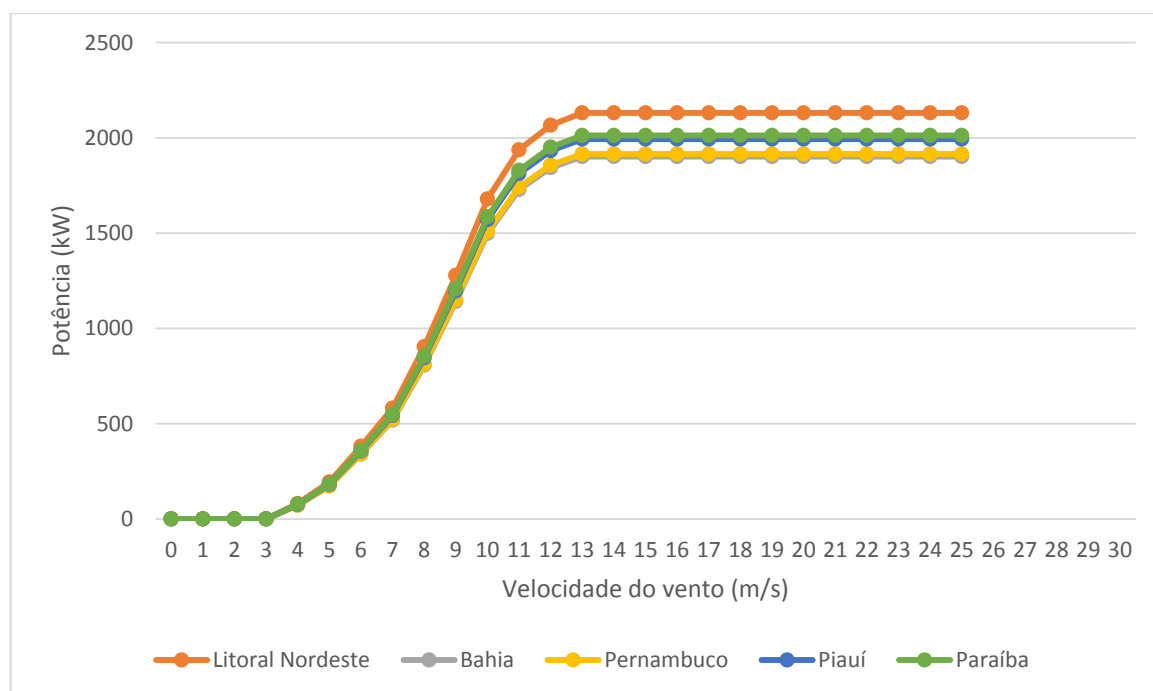


Figura 4.8 - Curva de potência dos aerogeradores considerados

Fonte: Elaboração própria

VI. Parâmetros de entrada das diversas fontes de geração

A Tabela A.IV do Anexo IV sumariza os *inputs* técnico-econômicos de cada fonte de geração que o HOMER[®] utiliza para o cálculo do NPC de cada alternativa. Os custos de reposição para todas as fontes foram considerados como 70% do investimento inicial e a taxa de desconto igual a 8% ao ano para todos os casos.

VII. Reserva Operativa

Devido à relevância deste parâmetro e maior extensão da discussão, este será abordado separadamente na Seção 4.1.3 a seguir.

4.1.3 – Reserva Operativa

A reserva de potência operativa é fundamental para a manutenção da segurança operacional de um sistema elétrico de potência, pois mitiga os riscos de não-atendimento e garante margem para atuação eficaz do Controle Automático de Geração (CAG) e dos agentes de geração na regulação da frequência. Grosso modo, constitui a capacidade de potência ativa despachável a

qualquer instante de desencontro entre carga e geração. A reserva operativa pode ser decomposta basicamente em quatro partes (SALES, 2009):

- i. Girante: tem por finalidade cobrir a perda de unidades sincronizadas ou cobrir qualquer distúrbio intempestivo como alteração não programada de carga, saída de unidades geradoras e perdas de linhas de transmissão. Constituem reservas que devem ter rápida atuação e correspondem à diferença entre o montante de potência disponível das unidades geradoras já sincronizadas à rede e carga instantânea do sistema. É igual à reserva de unidades geradoras que operam em um patamar mais baixo que seu limite máximo, ou seja, possuem um montante de potência ainda disponível;
- ii. Não-Girante: compreende as unidades de partida rápida (e.g hidráulica) e destina-se a recomposição ou complementação de reserva girante. Devem ser capazes de se conectar e sincronizar ao sistema em intervalo de tempo de tipicamente 10 minutos;
- iii. Reposição: compreende unidades com maior tempo de partida empregadas para recompor a reserva girante no caso de perda de um grande bloco de geração sincronizada. Ou seja, somente adicionam capacidade de geração ao sistema.

Reservas de regulação e controle de frequência são, devido à característica inerente à sua natureza, compostas por reservas girantes. O restante pode consistir de uma combinação entre reserva girante e não-girante (NREL, 2012c). ELA et al. (2010) estabelecem subdivisões dentro do escopo de reservas girantes e não-girantes. Destacam-se:

- Reserva de regulação: destina-se, basicamente, ao controle primário de frequência e manutenção do erro entre geração e demanda dentro de uma área de controle diante de condições normais de operação. Podem responder elevando seu nível de geração (*Upward*) ou reduzindo seu nível de geração (*Downward*);
- Reserva de acompanhamento da carga (*Load Following*): utilizada para controle de frequência, manutenção dos níveis do erro de geração *versus* demanda em uma área de controle e suprimento de picos de demanda. Respostas mais lentas em relação à reserva de regulação. Pode ser girante ou não-girante. *Upward* ou *Downward*;
- Reservas flexíveis (*Ramping Reserves*): acionada durante eventos que não instantâneos mas ocorrem durante um significativo intervalo de tempo, e.g. variabilidade da energia eólica e erros de previsão do regime de ventos. A inclinação da rampa de tomada de carga deve ser adequada para provisão da flexibilidade necessária. Torna-se cada vez

mais imperativo diante da larga penetração de ERV's, como exposto na Figura 4.9. A figura exhibe que a carga líquida (carga – geração eólica) cuja o parque gerador convencional tem que lidar apresenta inclinações mais íngremes do que em relação à carga total, requerendo maior inclinação da curva de tomada de carga. Para evitar o *curtailment* de UEE's, unidades de geração convencionais devem ser capazes de atingir patamares cada vez mais inferiores de carga sem que ocorra desligamento e aumentar flexibilidade da operação. *Upward* e *Downward*.

- Reserva Suplementar: reserva não-girante que substitui uma reserva de resposta rápida para garantir a segurança e confiabilidade do sistema e restauração dos níveis pré-ocorrência. Somente *Upward*.

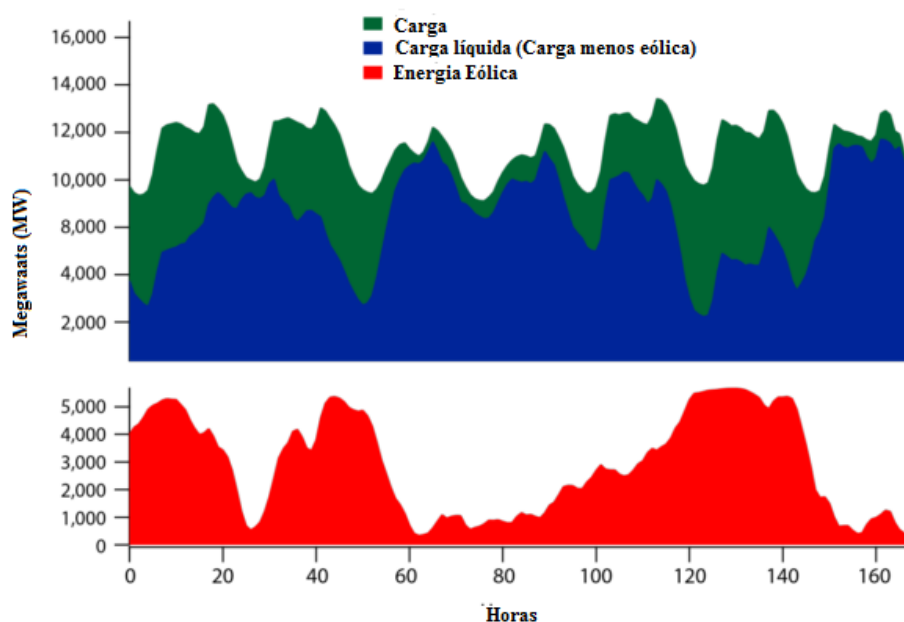


Figura 4.9 - Impacto da larga penetração de energia eólica sobre a curva de carga horária alocada às unidades de geração convencional

Fonte: Adaptado de NREL, 2012c

O processo de *unit commitment* determina quais unidades de geração deverão estar disponíveis para o atendimento da demanda prevista para o dia seguinte, garantindo quais unidades termelétricas devem estar sincronizadas ao *grid*. Devido a erros de previsão da carga, o *unit commitment* pode incorrer em soluções não-ótimas do ponto de vista econômico. Os custos de *over-commitment* podem ser significativos uma vez que unidades podem ser forçadas

a operar em patamares de geração nos quais sua eficiência é reduzida. Já os custos de *under-commitment* podem ser substanciais no momento em que unidades de geração com CVU bastante elevados são despachadas para atender picos de demanda elétrica que poderiam ser supridos por geradores com menor custo operacional (NREL, 2012c).

No que tange à remuneração de serviços ancilares, a interação entre mercados de reservas é possível, obedecendo à uma hierarquia imposta: serviços com capacidade de resposta rápida são considerados de maior qualidade, de forma que se estabelece uma ordem decrescente: Regulação, Girante e Não-Girante. Um serviço de maior qualidade é capaz de suprir a demanda por um serviço de menor qualidade, mas o inverso não é possível. Dentro deste escopo, as reservas podem ser segmentadas em quatro parcelas distintas de acordo com o Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS (2010b):

- i. Reserva Primária (R1): feita automaticamente pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras. Constitui a parcela de potência ativa destinada ao controle primário de frequência do SIN. Deve corresponder a 1% da Responsabilidade de Geração da Área (RGA) dos agentes geradores, conforme equação Eq. 36, e alocada na própria área de controle.

$$R1_k = 0,01 \cdot RGA_k \quad \text{Eq. 36}$$

Sendo:

$R1_k$ = reserva primária responsabilidade da área de controle k;

RGA_k = carga da área de controle k + intercâmbio líquido programado da área de controle k;

- ii. Reserva Secundária (R2): constituída de reserva girante, é a parcela de potência ativa destinada a realizar controle secundário de frequência e/ou intercâmbio energético líquido entre áreas de controle alocada a unidades pertencentes ao Controle Automático de Geração (CAG). Cada área de controle⁵⁸ é responsável por uma reserva secundária para elevação de geração (R2e) corresponde a 2,5% da responsabilidade própria de

⁵⁸ O SIN está dividido em áreas de controle de frequência e intercâmbio. Cada uma dessas áreas está sob a responsabilidade de Centro Regional de Operação (COSR), sob a coordenação do Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS). Os COSR dispõem de equipamentos de CAG e executam o controle automático de frequência e do intercâmbio em sua área por meio de ações para elevar ou reduzir a potência gerada pelas unidades ou usinas em regulação secundária. Os COSR são: Norte/Centro-Oeste (COSR-NCO), Nordeste (COSR-NE), Sudeste (COSR-SE) e Sul (COSR-S) (ONS, 2010b).

geração da área (RPA), acrescida de 1,5% da carga da área conforme indicado na equação Eq.37:

$$R2e_k = 0,025 \cdot RGA_k + 0,015 \cdot CAk_k \quad \text{Eq. 37}$$

Sendo:

$R2e_k$ = reserva secundária para elevação de geração de responsabilidade da área de geração k;

CA_k = carga da área de controle k;

A reserva secundária para redução de geração ($R2r$) é igual a 2,5% da carga da área conforme indicado na equação Eq.38:

$$R2r_k = 0,025 \cdot RGA_k \quad \text{Eq. 38}$$

Sendo:

$R2e_k$ = reserva secundária para redução de geração de responsabilidade da área de geração k;

- iii. Reserva Terciária (R3): parcela de reserva girante destinada a cobrir saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras. Tem por função complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1+R2$). O valor total de R3 do SIN é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2e, diante do impacto da saída forçada de uma unidade geradora e o nível de risco assumido na fase de planejamento da operação. Seu valor é determinado pelo método estocástico quando seu valor ultrapassa 5% da carga total do sistema e é considerado zero quando a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga total. Em suma, a equação Eq.39 sintetiza a o cálculo da parcela de R3:

$$R2r_k = \text{Reserva Girante Total} - (5\% \text{ da Carga sistema}) \quad \text{Eq. 39}$$

Onde:

5% da Carga sistema = $R1_{\text{sistema}} + R2e_{\text{sistema}}$

A R3 total do sistema deve ser rateada entre as áreas de controle proporcionalmente à RGA e à capacidade efetiva da maior máquina de cada área de controle de acordo com a equação Eq. 40:

$$R3_k = \frac{MM_k RPG_k}{\sum_{i=1}^n (MM_i \cdot RPG_i)} \quad \text{Eq. 40}$$

Sendo:

R3k = Reserva terciária de responsabilidade da área de controle k;

R3s = Reserva terciária total do SIN;

MMk = Maior máquina da área de controle k;

MMi = Maior máquina da área de controle i;

RPGi = Responsabilidade de geração da área de controle i;

RPGk = Responsabilidade de geração da área de controle k;

- iv. Reserva Complementar ou reserva de prontidão (R4): dedicada a recompor reservas nos casos de emergência de longa duração e devem estar disponíveis em até 24 h. São características de cada unidade de controle e compostas por tais recursos disponíveis: cargas de bombeamento, cargas interrompíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente, geração térmica a óleo combustível e reprogramação de unidades geradoras. A utilização dessa parcela fica condicionada à solicitação do CNOS diante de condições do sistema que demandem seu acionamento.

O dimensionamento da reserva operativa envolve dois aspectos distintos: a programação de unidades de geração de modo que o operador decide quais unidades deverão ser sincronizadas a fim de satisfazer certo critério operacional e a tomada de decisão do quanto de reserva adicional será alocado a cada máquina. O dimensionamento de reserva de potência operativa, sobretudo R1 e R2, é historicamente feito calcado em modelos determinísticos, de forma que a maior presença de energias renováveis variáveis vêm fomentando estudos de dimensionamento estocástico que incorpore a possibilidade de flutuação das ERV's e avalie a necessidade de reservas operacionais adicionais (SALES, 2009; FINE e KUMARASWAMY, 2014; ELA et al., 2010).

A Figura 4.10 expõe os princípios de operação das reservas operativas diante da perda de uma grande unidade de geração. A regulação primária de frequência e o controle automático de geração (CAG) atuam para elevar a injeção de potência das unidades para suprir a queda de

oferta. A reserva primária de frequência apresenta tempo de resposta da ordem de 30 segundos, enquanto a reserva secundária apresenta limites imperativos tipicamente de entre 10-15 minutos (NREL (2012c); ELA et al. (2010)).

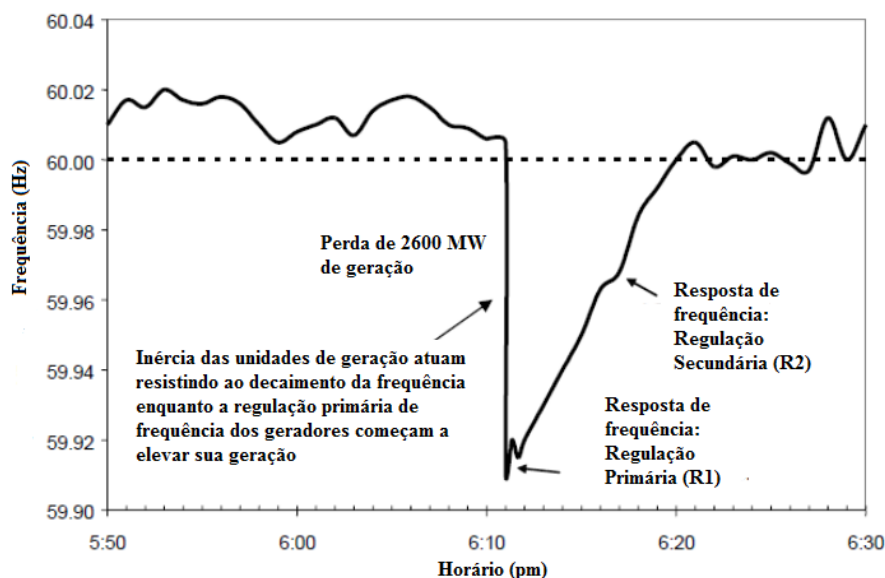


Figura 4.10 - Exemplificação das respostas primária e secundária de frequência diante de uma ocorrência no sistema

Fonte: Adaptado de NREL, 2012c

A dimensão da reserva girante necessária para evitar cortes de carga por acionamento de relés de subfrequência constitui um dos principais problemas resultantes da penetração em larga escala de parques eólicos. No caso da energia elioelétrica, também é fulcral prevenir erros de previsão do recurso. A injeção instantânea de potência eólica devido seu caráter “*must take*” pode dificultar a manutenção e restauração da frequência em patamares aceitáveis diante de distúrbios na rede. Pelo fato de deslocar unidades geradoras convencionais de maior massa rotacional (maior inércia) e maior atuação na regulação de frequência devido à maior controlabilidade da potência ativa despachável, fazem-se necessárias análises acerca da amplitude do vale de frequência em fenômenos de perda repentina de uma grande unidade de geração. Neste contexto, o operador do sistema pode atingir soluções subeconômicas de operação que garantam o atendimento dos requisitos de regulação de frequência, de modo que a permanência de reserva girante convencional sincronizada em instantes em que a carga líquida

é menor que zero incorrerá em *curtailment* da geração eólica (ROTHLEDER e LOUTAN, 2014).

Diante da expectativa de sobregeração, o operador do sistema irá exaurir todos os esforços em prol de pressionar os recursos convencionais despacháveis aos seus níveis mínimos de geração, além da atuação sobre cargas interruptíveis. Durante períodos de demanda reduzida e elevada geração de ERVs, recursos de geração com maiores níveis mínimos de carga parcial de operação (maior inflexibilidade) amplificam as condições propícias ao *curtailment*. O quadro das condições necessárias para construção do cenário de sobregeração dependem de diversos fatores (ROTHLEDER e LOUTAN, 2014; QADRDAN et al., 2015):

- i. Níveis atuais de carga do sistema;
- ii. Nível de geração de energias renováveis variáveis;
- iii. Condições de operação em outros subsistemas de um sistema interligado – o que determina o montante de exportação líquida que pode ser absorvida;
- iv. Nível dos reservatórios das hidrelétricas capazes de atuar como reserva girante;
- v. Capacidade de reserva girante com serviço de regulação de frequência em operação em tempo real;
- vi. Flexibilidade dos recursos de geração disponíveis e seus níveis mínimos de carga parcial de operação;
- vii. Capacidade de reserva flexível disponível para balanceamento intra-horário da demanda (*load following*);
- viii. Montante de recursos não-despacháveis em operação em tempo real;
- ix. Capacidade das linhas de transmissão.

Posta a precipuidade da atuação de reservas girantes e certo nível de incerteza acerca da participação da energia eólica neste escopo, a simulação realizada neste estudo considera 5,0% de reserva de potência operativa para unidades convencionais e eólicas em conformidade com o somatório das reservas ($R1 + R2e$) estabelecidas como montante mínimo pelo Submódulo 10.6 do Procedimento de Rede do ONS, considerando nula a reserva terciária alocada ao subsistema Nordeste e a participação de UEEs na composição de reserva operativa.

4.2 – Estrutura e Operação das Plantas de Eletrólise

Esta seção visa apresentar a modelagem realizada para determinação da estrutura ótima das plantas de eletrólise (e.g o dimensionamento e localização) e sua operação com discretização horária, de forma que se capturem restrições operativas e a dinâmica de curto prazo entre produção eletrolítica e sistemas de armazenamento de hidrogênio. A dependência espacial provem da heterogeneidade das restrições da rede de gás natural que apresenta gasodutos de transporte com diferentes capacidades de vazão, que influenciam os níveis aceitáveis de admissibilidade do hidrogênio eletrolítico.

Como posto em SAMSATLI e SAMSATLI (2015), modelos com dimensões espaço-temporal são importantes na modelagem de sistemas de armazenamento no contexto de otimização de sistemas energéticos como um todo. A determinação da localização de tais unidades pode influenciar decisões estratégicas, como plantas centralizadas de grande porte ou plantas menores descentralizadas ou até mesmo o posicionamento ótimo de sistemas de armazenamento de baterias que atuem na regulação de tensão e frequência, como em NICK et al. (2013).

As discrepâncias entre as escalas de tempo de diversas tecnologias de armazenamento dificultam uma representação adequada do armazenamento em modelos energéticos, de forma que, enquanto a dinâmica de algumas tecnologias necessita de representação sub-horária, vários modelos de sistemas energéticos operam com horizontes temporais maiores que 1 ano. Destarte, a captura da dinâmica de sistemas de armazenamento aliada à operação de fontes renováveis variáveis torna imperativo a utilização de escalas de tempo cada vez menores aumentando significativamente o tamanho dos modelos e seu custo computacional (SAMSATLI e SAMSATLI, 2015).

A distribuição espacial em modelos energéticos é abordada, geralmente, de duas formas: definição de nós que representam localizações-chave na região de interesse (e.g como feito em CHAUDRY et al. (2014)) ou através de uma visão geográfica mais ampla da região e sua decomposição em células espaciais (e.g em SAMSATLI e SAMSATLI (2015)). Este trabalho utiliza a primeira abordagem, gozando de localizações candidatas para a instalação de plantas de eletrólise representadas pelos gasodutos de transporte.

Trata-se também de um modelo multi-período que representa diferentes cenários para a operação das plantas de eletrólise (diferentes níveis de disponibilidade de excedente elétrico)

mas que são acoplados pelo fato de que a capacidade instalada se mantém constante ao longo de todos os períodos onde a operação difere devido à variação da ocorrência de excedentes elétricos. No caso, determina-se a capacidade instalada ótima do horizonte temporal de 1 ano de acordo com os custos associados à operação em base horária como será mais bem explicitado na Seção 4.3 sobre a formulação matemática utilizada.

Nesta etapa, a modelagem realizada é somente do sistema de produção/armazenamento de hidrogênio eletrolítico, sendo alimentado pelo modelo de otimização linear do cenário montado de recursos de geração elétrica no subsistema NE. O objetivo da formulação matemática é resolver o seguinte problema.

Dados:

- Perfil de excedentes elétricos decorrente das simulações do modelo de programação linear
 - Com discretização horária considerando um dia típico de cada mês para manter a tratabilidade do modelo;
- Plantas de eletrólise candidatas caracterizadas por:
 - Eficiência
 - Custos de capital, operação e manutenção
 - Restrições operativas: capacidade máxima e mínima de produção, inclinação da rampa de produção.
- Unidades de armazenamento de hidrogênio caracterizadas por:
 - Capacidade mínima e máxima de armazenamento;
 - Eficiência associada à injeção e retirada dos recursos da unidade de armazenamento;
 - Taxa máxima de carga e descarga;
 - Custos operacionais associados à compressão do hidrogênio.
- Distribuição espacial dos nós candidatos à alocação de plantas de eletrólise
 - Restrições da rede de gás natural à capacidade de injeção nos gasodutos de transporte.
- Parâmetros da análise financeira baseada em fluxo de caixa descontado
 - Taxa de desconto ao ano;
 - Tempo de maturação do investimento;
 - Custos *overnight*;

Determinar:

- A capacidade e localização das plantas de eletrólise e sistemas de armazenamento de hidrogênio;
- A operação em base horária de cada uma das plantas instaladas;
- O custo nivelado do hidrogênio a ser injetado na rede de gás natural;

Sujeito a:

- Restrições operativas de cada uma das tecnologias;
- Restrições da rede de gás natural em termos de níveis admissíveis de inserção de hidrogênio;
- Capacidade máxima das plantas instaladas;

Com objetivo de:

- Otimizar algum critério de performance seja:
 - Minimizar o custo nivelado do hidrogênio, ou
 - Minimizar o nível de geração eólica cabível de não ser aproveitada.

A variabilidade intranual do regime de ventos faz com que os níveis de excedentes elétricos que seriam disponibilizados para a produção de hidrogênio, sejam heterogêneos ao longo do ano. Desta forma, o problema da definição da capacidade ótima de plantas de eletrólise recai sobre:

- i. Uma capacidade instalada muito elevada para absorver os níveis de excedente elétrico pode incorrer em uma ociosidade muito grande diante de meses com baixa intensidade eólica, incorrendo em uma escolha subeconômica;
- ii. Uma capacidade instalada muito pequena pode incorrer em um aproveitamento subeconômico dos excedentes em meses de alta intensidade eólica, de forma que o *curtailment* poderia ser minimizado.

Tal aspecto remonta à busca de soluções de compromisso entre minimização do custo nivelado de produção e da energia eólica não-aproveitada ao longo de todo o horizonte de tempo da simulação (1 ano) e passo de simulação horário. O modelo multiperíodo e multiobjetivo tem como variáveis de decisão a capacidade ótima a ser instalada, assim como os níveis de produção de hidrogênio para cada hora t que minimiza o custo total de produção ao longo do ano.

4.2.1 – Otimização Multiobjetivo

Problemas que envolvem múltiplos critérios de decisão podem ser resolvidos através de otimização multiobjetivo (*Multiobjective Optimization*, MOO). Geralmente, tais objetivos são conflitantes entre si, de forma que se almeja a formação de um conjunto de soluções ótimas em detrimento da única solução de problemas mono-objetivo. O motivo é que uma solução não pode ser considerada melhor que outra quando analisada sob a luz de todos os objetivos do problema, de forma que se deve buscar uma solução de compromisso. Cabe ao tomador de decisão ponderar (*trade-off*) os diversos critérios. O conjunto de soluções ótimas são conhecidas como soluções *Pareto-ótimas* (ABIDO, 2006).

Na comparação de soluções candidatas para o problema de otimização multiobjetivo, os conceitos de dominância de Pareto e otimalidade de Pareto são largamente utilizados. Uma solução pertence ao conjunto de Pareto se não existe nenhuma outra solução que tenha um desempenho melhor em um objetivo sem que degrade o desempenho em outro objetivo (NHATCHOU et al., 2008). Para um problema de MOO, quaisquer duas soluções x_1 e x_2 dentro do espaço de soluções factível X^* apresentam duas possibilidades: uma domina a outra ou não há dominância entre nenhuma delas. De acordo com ABIDO (2006), em um problema de minimização, sem perda de generalidade, uma solução x_1 é Pareto-dominante em relação a x_2 se as seguintes condições são satisfeitas:

- i. $\forall i \in \{1, 2, \dots, N\} : f_i(x_1) \leq f_i(x_2)$
- ii. $\exists j \in \{1, 2, \dots, N\} : f_j(x_1) < f_j(x_2)$

sendo N igual ao número de funções-objetivo do problema.

Se alguma das condições acima é violada, a solução x_1 não domina a solução x_2 . Se x_1 domina x_2 , ela é chamada a solução não-dominada do conjunto $\{x_1, x_2\}$. As soluções não-dominadas dentro do espaço de soluções X^* constituem o conjunto de soluções Pareto-ótimas (ABIDO, 2006). A imagem no espaço objetivo Z^* do conjunto Pareto-ótimo é denominada fronteira Pareto-ótima. A Figura 4.11 ilustra o conceito de dominância e fronteira de Pareto. Os pontos pertencentes à fronteira são os pontos Pareto-ótimos e são indiferentes uns aos outros.

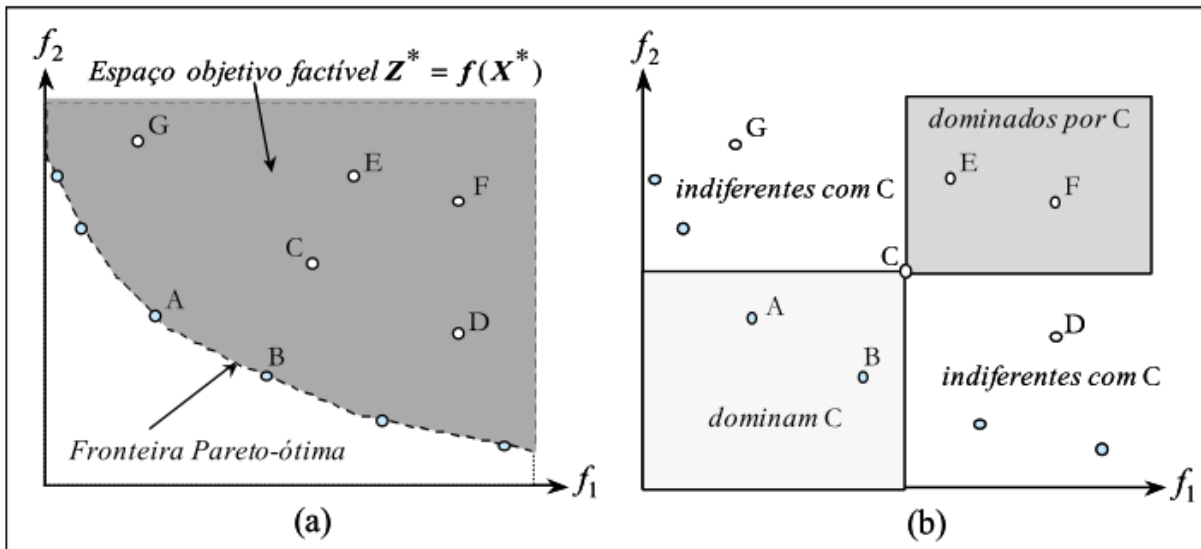


Figura 4.11 - Fronteira e Dominância de Pareto no espaço de soluções

Fonte: ARROYO, 2002

A tomada de decisão envolve a seleção de um critério adequado para a escolha de uma solução do conjunto de soluções Pareto-ótimas. A partir do ponto de vista do tomador de decisão, ARROYO (2002) classifica os métodos de otimização em três categorias:

- i. **Métodos *a-priori*:** caracterizados pela participação do decisor antes do processo de busca de soluções. Os principais tipos são: combinação dos diversos objetivos em uma única função-objetivo com determinação explícita dos pesos de acordo com a importância de cada critério e classificação dos objetivos em ordem decrescente de prioridade em um processo iterativo de encadeamento de problemas mono-objetivo;
- ii. **Métodos *a-posteriori*:** o processo de decisão é feito após a realização da busca de soluções. Todos os objetivos são de igual importância e ao final do processo tem-se um conjunto de soluções aproximadas ou Pareto-ótimas;
- iii. **Métodos iterativos:** o tomador de decisão intervém durante o processo de otimização guiando a busca de soluções para regiões que lhe interesse.

Dentre os métodos tradicionais para resolução de problemas multiobjetivo, destacam-se:

- i. **Método da Soma Ponderada:** um dos métodos mais simples, consiste em transformar o problema multiobjetivo original em um problema escalar mono-objetivo utilizando

pesos para cada um dos objetivos, de forma que a função objetivo é uma combinação linear dos diferentes critérios ponderados. O tomador de decisão é encarregado pela definição dos pesos apropriados de acordo com conhecimento prévio do problema. O principal problema deste método é que não consegue gerar todas as soluções Pareto-ótimas quando o espaço objetivo é não convexo (ARROYO, 2002);

- ii. **Método ϵ -restrito:** baseado na minimização do objetivo de maior prioridade sujeito à limitação dos outros objetivos de menor prioridade;
- iii. **Método de Programação por Metas (*Goal Programming*):** técnica de pesquisa operacional que permite a modelagem e a busca de soluções estabelecendo múltiplas metas a serem otimizadas. Geralmente, são utilizadas variáveis de desvio que flexibilizam (relaxação) as restrições e expandem o espaço de soluções possíveis, de forma que tais desvios são ponderados de acordo com o tomador de decisão e metas pré-estabelecidas. SILVA e MARINS (2014) realizam uma revisão da literatura acerca de modelos de Programação por metas determinísticos e sob incerteza.

Além de tais métodos calcados em programação linear, as técnicas heurísticas apresentam grande relevância na solução de problemas multiobjetivo. Tipicamente, são utilizadas heurísticas construtivas para construção de uma solução inicial rápida do conjunto inicial Pareto-ótimo. Então, tal procedimento é incrementado a partir de heurísticas de refinamento e metaheurísticas. A utilização de tais técnicas visam minimizar a distância do conjunto de soluções dominantes corrente ao conjunto de soluções Pareto-ótimas e obter uma boa distribuição das soluções do conjunto dominante gerado e maximizar o espectro coberto por tais soluções ao longo de cada objetivo (NHATCHOU et al., 2008).

Coexistem uma miríade de técnicas metaheurísticas de otimização, e.g. algoritmos de busca estocástica como resfriamento simulado (*simulated annealing*). Os Algoritmos Genéticos⁵⁹ (AGs) enquadram-se em metaheurísticas baseadas no método de busca populacional calcado na manutenção de boas soluções e com bom desempenho na fuga de ótimos locais. A principal diferença de um AG mono-objetivo para um AG multiobjetivo recai no fato de que o segundo necessita ser amparado no conceito de dominância de Pareto para guiar o processo de reprodução ou ponderação das múltiplas funções-objetivo (técnicas *non-Pareto*) (NHATCHOU et al., 2008).

⁵⁹ Os Algoritmos Genéticos são brevemente elucidados, de maneira não exaustiva, na Seção 4.2.5. O Anexo V traz uma melhor descrição do procedimento adotado pelos AGs.

VELDHUIZEN e LAMONT (2000), JONES et al. (2002) e ARROYO (2002) destacam a preponderância dos algoritmos genéticos como metaheurísticas aplicadas à problemas de MOEA (*Multiobjective Evolutionary Algorithms*). TICONA (2008) ressalta as vantagens da utilização de AGs em problemas multiobjetivo em relação às técnicas tradicionais:

- i. Não introduzem parâmetros adicionais no problema;
- ii. Podem trabalhar diretamente com várias funções utilizando o conceito de dominância de Pareto;
- iii. Um conjunto diversificado de soluções pode ser encontrado apenas em uma execução do algoritmo.

O trabalho seminal na aplicação de MOEAs foi feita por SCHAFER (1985) com algoritmo denominado VEGA (*Vector Evaluated Genetic Algorithm*) calcado em uma técnica *non-Pareto* de evolução de grupos avaliados por diferentes funções objetivo. Desde então, diversas implementações vêm sendo realizadas. DEB (2001) classifica os modelos de MOEA como:

- i. Não elitistas: não utilizam estratégias de elitismo que, de forma geral, realizam uma ordenação elitista por dominância dos indivíduos (*Pareto ranking*);
- ii. Elitistas: modelos que empregam alguma forma de elitismo. Estudos empíricos realizados em ZITZLER et al. (2000) indicaram melhores resultados em modelos que adotam tal estratégia.

COELLO (1999), TICONA (2008) e PANTUZA JÚNIOR (2011) realizam uma compilação compreensiva dos principais modelos de MOEA, em que se pese o ano de publicação de cada estudo. Destaca-se a relevância do algoritmo NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*) proposto por DEB et al. (2000), que utiliza métodos de elitismo (*Pareto ranking*) e de garantia da diversidade na fronteira de Pareto através de um mecanismo de estimativa da distância da multidão (*crowding distance*).

No âmbito do planejamento energético, a necessidade de relacionar questões econômicas, técnicas e ambientais no acoplamento entre demanda e oferta de energia vem incorrendo em múltiplos objetivos contraditórios, sobretudo a relação entre custos de operação de usinas térmicas *versus* ERVs e as emissões de dióxido de carbono. Neste contexto, MAHBUB et al. (2016) desenvolvem uma ferramenta que acopla o EnergyPLAN – um modelo descritivo para sistemas energéticos de média/larga escala- com um modelo de MOEA,

adicionando a possibilidade de rodá-lo de maneira prescritiva. No estudo, os autores aplicam o modelo à municipalidade de Aalborg, Dinamarca adotando a minimização do custo e emissões de CO₂ como objetivos conflitantes.

FAZLOLLAHI e MARÉCHAL (2013) adotam uma abordagem híbrida de MOEA e programação linear inteira mista para analisar diversas possibilidades de integração de biomassa no sistema energético (e.g, turbinas a vapor de contrapressão, turbinas ciclo Rankine, ciclo combinado com gasificação integrada, produção de gás de síntese, entre outros). Mais uma vez, os parâmetros a serem minimizados são custo e emissões de dióxido de carbono. ABIDO (2006) também utiliza o mesmo par de função objetivo para o dilema econômico/ambiental do despacho em sistemas elétricos de potência.

4.2.2 – Restrições Associadas à Rede de Gás Natural

A opção de injeção direta de hidrogênio na rede de gás natural se beneficia da infraestrutura pré-existente da malha dutoviária na região Nordeste exposta na Figura 4.12, evitando assim custos associados à construção de dutos dedicados ao transporte de H₂. Tal conceito não é novo⁶⁰ e tem ganhado força diante da possibilidade de ser utilizado no aumento do fator de capacidade de plantas de ERV. Esta opção já é considerada em plantas de demonstração como a unidade de Falkenhagen, na Alemanha, com capacidade de injeção de 360 m³/h de hidrogênio na corrente de gás natural (GUANDALINI et al., 2015).

⁶⁰ A utilização de misturas de hidrogênio e metano datam dos primórdios do desenvolvimento de infraestruturas de gás natural. O gás manufacturado (também chamado de “gás de cidade” ou *town gas*) foi inicialmente fornecido para iluminação pública desde o início do século XIX. Tal gás geralmente apresentava misturas de cerca de 30-50% de hidrogênio e podia ser produzido a partir de carvão, óleo de baleia e produtos de petróleo (MELAINA et al., 2013).



Figura 4.12 – Malha de gasodutos de transporte na região Nordeste

Fonte: EPE, 2014b

Todavia, a inserção de hidrogênio na rede de gás natural esbarra em limitações técnicas. Os principais parâmetros estudados em ALTFELD e PINCHBECK, 2013 são:

- i. *Índice de Wobbe (W): um indicador da interoperabilidade entre diferentes gases combustíveis. Independente do poder calorífico, gases com o mesmo W produzem a mesma carga de calor em um queimador de gás. O índice de Wobbe é quantificado pelo quociente do poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa do gás*

a temperatura e pressão padrão. A admissão de 10% de H_2 à corrente de metano puro reduz em aproximadamente 3% o seu índice de Wobbe⁶¹;

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{d}}$$

PCS: Poder Calorífico Superior;

d: densidade relativa ao ar.

- ii. *Velocidade laminar de chama: parâmetro da combustão associado aos efeitos de “flash back” e estabilidade da chama. A admissão de 10% de H_2 à corrente de metano puro eleva em aproximadamente em 5% a velocidade laminar de chama;*
- iii. *Número de metano: indicador da característica anti-detonante do gás em motores de combustão interna e depende fortemente da composição do gás e especialmente nas quantidades de hidrocarbonetos de cadeia mais longa (C3, C4, C5) e de hidrogênio na mistura. A admissão de 10% de hidrogênio a corrente de metano puro reduz o número de metano em 10 unidades⁶².*

Além destes parâmetros físico-químicos, há ainda o fenômeno de empolamento nas estruturas de aço na presença de moléculas de hidrogênio, que pode causar fadiga e fratura dos gasodutos. Todavia, a quantidade de gás hidrogênio injetável no gás natural é limitada por padrões específicos de cada país, sendo que em algumas nações europeias a percentagem volumétrica varia de 0 a 12% (NEWTON, 2014).

GUANDALINI e CAMPANARI (2015) relatam alguns estudos que abordam os limites de inserção de hidrogênio em *grids* de gás natural, como por exemplo NATURALHY EUROPEAN PROJECT (2010) e ALTFELD e PINCHBECK (2013). Os autores pontuam que resultados de tais estudos indicam que uma mistura de até 10% em volume de hidrogênio na rede de gás natural é possível considerando características gerais do *grid*. Entretanto, a influência de um gás enriquecido com hidrogênio deve ser investigada de maneira mais

⁶¹ Parâmetros de referência utilizados para o Índice de Wobbe: 0°C (volume), 25°C (combustão) e pressão 1,01325 bar.

⁶² O número de metano do CH_4 é a referência e igual a 100. O número de metano do H_2 é igual a 0.

minuciosa para casos específicos (e.g. turbinas a gás, cromatógrafos, armazenamento subterrâneo). Ainda de acordo com os autores, a quantidade de hidrogênio na mistura ainda não é especificada em grande parte dos *grid codes*.

MELAINA et al. (2013) ressaltam que a relevância que tal matéria tem obtido em estudos recentes como uma forma de elevar a potência extraída de grandes parques eólicos. O estudo conclui que concentrações em torno de 5-15%, em base volumétrica, seriam viáveis sem aumentar significativamente os riscos associados ao uso final do gás natural, sobretudo em aplicações domésticas. Entretanto, os autores também ressaltam a necessidade de estudos específicos para cada uso final, além do fato de que tal prática irá requerer estudos, testes modificações e recrudescimento do monitoramento e manutenção.

No tocante à segurança, os combustíveis com baixa densidade relativa ao ar e alto coeficiente de difusão, assim como calor específico mais elevado, de forma que o aumento de temperatura se torna mais lento diante da exposição à uma fonte de calor, são considerados mais seguros. Limites de flamabilidade mais amplos e menores energias de ignição tornam o combustível menos seguro, uma vez que expande a janela de condições em que pode se iniciar uma chama. Maior temperatura de chama, maior energia de explosão e maior emissividade de chama atuam no sentido de potencialização dos danos de uma possível queima (VEZIROĞLU e ŞAHİN, 2008).

SINGH et al. (2015) avaliam a posição do hidrogênio como o combustível do futuro para o setor de transportes. Neste estudo, os autores comparam a utilização do hidrogênio *versus* a gasolina e metano em termos de segurança e os riscos no manejo dos vetores energéticos em questão. A partir dos dados da Tabela 4.6, estes apontam que:

- i. o hidrogênio apresenta limites de flamabilidade mais amplos. O caráter pernicioso deste espectro é que o hidrogênio pode queimar em diversas concentrações com o ar, potencializado o perigo de um possível vazamento;
- ii. o hidrogênio apresenta maior temperatura de ignição⁶³. Isto torna difícil a combustão de uma mistura hidrogênio/ar na ausência de uma fonte de ignição. Entretanto, o H₂ apresenta a menor energia de ignição, sendo cerca de 10 vezes inferior à energia necessária para a gasolina;

⁶³ Temperatura mínima necessária para iniciar uma combustão da razão ar/combustível na ausência de uma fonte de ignição (EERE, 2001).

- iii. o hidrogênio é cerca de 4 vezes mais difusível que o metano e 12 vezes mais que a gasolina, representando um aspecto positivo em termos de segurança uma vez que se dispersa rapidamente em casos de vazamento.
- iv. a velocidade da chama do hidrogênio é quase uma ordem superior em relação ao metano e gasolina, em condições estequiométricas. Destarte, a queima do hidrogênio tende a ter um menor intervalo de duração em ambientes abertos;

Tabela 4.6 - Propriedades relacionadas ao riscos de incêndio e explosão

Propriedade	Metano	Hidrogênio
Coefficiente de Difusão no ar (cm ² /s)	0,16	0,61
Limites de Flamabilidade (% v/v)	5,3-15,0	4,0-75,0
Temperatura de Ignição °C	540	585
Limites de Detonabilidade (% v/v)	6,3-13,5	18,3-59,0
Velocidade de Difusão no Ar (m/s)	0,51	2,0
Energia de ignição (mJ)	20,00	0,02
Velocidade da chama no ar (m/s)	0,37-0,45	2,65-3,25
Calor específico a pressão constante (J/gK)	2,22	14,89
Temperatura de Chama no ar °C	1875	2045
Energia de Explosão (g TNT/kJ)	0,19	0,17
Emissividade da Chama (%)	25-33	17-25
Toxicidade	Não-Tóxico	Não-Tóxico

Fonte: Adaptado de (SINGH et al., 2015).

Além destas características supracitadas, EERE (2001) expõe que a característica da chama proveniente da queima de hidrogênio é de ser praticamente invisível à luz do dia devido à ausência de fuligem, podendo ser outro fator negativo em caso de acidentes.

Em suma, estudos apontam que, de forma geral, a probabilidade de ignição e a severidade da explosão aumentam com a adição de hidrogênio. O aumento do riscos associados está relacionado com a quantidade de hidrogênio na mistura e há um ligeiro acréscimo para adições do nível de 20% em base volumétrica. Caso a quantidade relativa de H₂ seja menor, MELAINA et al. (2013) relatam que não há um aumento significativo dos riscos.

Para os fins desta dissertação, a máxima taxa de admissão de hidrogênio na rede de gás natural será calculada de acordo com níveis que atendam as especificações da ANP em termos

de Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe, uma vez que a agência reguladora não estabelece restrições acerca da presença de hidrogênio como contaminante. Restrições de PCS são satisfeitas de acordo com a equação Eq. 42 (GUANDALINI e CAMPANARI, 2015).

$$\dot{V}_{H_2} = \dot{V}_{GN} \cdot \frac{PCS_{mistura} - PCS_{GN}}{PCS_{H_2} - PCS_{mistura}} \quad \text{Eq. 42}$$

onde $\dot{V}_{H_2}$ representa o fluxo volumétrico de hidrogênio, $\dot{V}_{GN}$ o fluxo volumétrico de gás natural e PCS_i o poder calorífico superior do termo *i*.

A restrição referente ao termo Índice de Wobbe requer uma expressão mais complexa. Assumindo que não há variação do fator de compressibilidade da mistura diante da admissão de hidrogênio, o índice de Wobbe da mistura pode ser calculado a partir da equação Eq.43 que pode ser resolvida analiticamente para o termo $\dot{V}_{H_2}$.

$$IW_{mistura} = \frac{\frac{\dot{V}_{H_2} \cdot PCS_{H_2} + \dot{V}_{GN} \cdot PCS_{GN}}{PCS_{H_2} + PCS_{GN}}}{\sqrt{d_{GN} \cdot \frac{\dot{V}_{GN} + \dot{V}_{H_2} \cdot \frac{W_{H_2}}{W_{GN}}}{\dot{V}_{H_2} + \dot{V}_{GN}}}} \quad \text{Eq. 43}$$

A Resolução N°16 de 17 de junho de 2008, da Agência Nacional de Petróleo (ANP) especifica o gás natural a ser comercializado em todo o território nacional. Os limites estipulados para o poder calorífico superior são entre 35 – 43 MJ/m³. O Índice de Wobbe está especificado entre os limites 46,5 – 53,5 MJ/m³. Os cálculos consideram o PCS do gás natural seco igual a 38,7⁶⁴ MJ/m³ (EPE, 2015a) e 12,8 MJ/m³ para o hidrogênio⁶⁵ (KLELL et al., 2006).

⁶⁴ 9.256 kcal/m³ a 20°C. Fator de conversão: 1 kcal = 4,184 kJ.

⁶⁵ 142,18 MJ/kg. Densidade do gás a 1,013 bar e 273 K: 0,09 kg/m³ (KLELL et al., 2006).

4.2.2.1 – Distribuição Espacial

Existem quatro transportadoras atuantes na operação de gasodutos de transporte atualmente no país (EPE, 2014b):

- i. *“A Transportadora Brasileira de Gás (TSB): opera no Rio Grande do Sul o gasoduto Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS, cujos trechos em operação atualmente compreendem o trecho que vem da divisa com a Argentina até a cidade de Uruguaiana (Trecho 1) e o gasoduto que vai de Porto Alegre ao polo petroquímico de Triunfo (Trecho 3);*
- ii. *A Transportadora Gas Ocidente do Mato Grosso Ltda. (GasOcidente), que é a operadora do gasoduto Lateral Cuiabá com extensão de 267km no território brasileiro;*
- iii. *A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera no Brasil o Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL). Tal gasoduto é dividido entre o Trecho Norte que interconecta Corumbá/MT à Paulínia/SP e Paulínia/SP à Guaparema/SP e o Trecho Sul que liga Campinas/SP à Canoas/RS;*
- iv. *A Transpetro, subsidiária da Petrobras, opera o restante da malha de gasodutos brasileira, que envolve as malhas integradas do Sistema Sudeste e Nordeste da Petrobras, o Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste (GASENE) (que interconecta as malhas Sudeste e Nordeste) e o gasoduto Urucu-Coari (sistema isolado).”*

A malha de gasodutos da região Nordeste contabiliza 2.134 km de extensão com diâmetros que variam entre 8 e 26 polegadas. A região possui 11 unidades de processamento de gás natural que somam uma capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia: 0,35 milhões de m³/dia no Ceará, 5,8 milhões de m³/dia no Rio Grande do Norte, 1,8 milhões de m³/dia no Alagoas, 3,25 milhões de m³/dia no Sergipe e 13,3 milhões de m³/dia na Bahia (EPE, 2014b).

Os locais candidatos para instalação de plantas de eletrólise são expostas de acordo com as restrições de injeção de hidrogênio na rede de gás natural em termos da vazão nominal dos gasodutos de transporte. A Tabela 4.7 apresenta os principais gasodutos de transporte da região Nordeste de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

Tabela 4.7 – Principais gasodutos de transporte na região Nordeste

	GASODUTO	Extensão (km)	Diâmetro (pol.)	Vazão Nominal (milhões de m³/dia)
1	Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	456,0	12,0	3,43
2	Guamaré-Pecém (GASFOR)	382,0	12,0	n/d
3	Pilar - Cabo (GASALP)	203,6	12,0	1,70
4	Atalaia - Catu (GASEB)	230,0	14,0	1,08
5	Candeias - Camaçari	N.D	12,0	1,00
6	Dow - Aratu - Camaçari	27,0	14,0	2,29
7	Catu – Camaçari	32,0	14,0	2,80
8	Catu – Carmópolis	265,0	26,0	12,00
9	Carmópolis – Pilar	176,7	26,0	10,00
10	Atalaia – Itaporanga	29,0	14,0	3,00
11	Açu - Serra do Mel	31,4	14,0	2,74
12	Cacimbas - Catu (GASENE)	946,0	28,0	20,00
13	Pilar – Ipojuca	187,0	24,0	15,00
14	Atalaia - Laranjeiras (FAFEN)	28,0	14,0	1,50

Fonte: MME (2016)

4.2.3 – Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio

O custo nivelado de produção de hidrogênio (CNPH) é peculiar de cada projeto e representa o preço em que o H₂ deve ser vendido de forma que remunere o produtor de acordo com determinada taxa de desconto. Trata-se de uma abordagem pelo fluxo de caixa descontado ao longo do tempo de vida do empreendimento. DECOURT et al., (2014) apresentam o CNPH como função de:

- Performance do módulo eletrolítico
 - Custo de investimento (\$/kW);
 - Eficiência do sistema (%);
 - Custos de operação e manutenção (\$/kW).
- Variáveis alheias ao *hardware*
 - Fator de capacidade (%) ao longo do tempo de vida do projeto;
 - Taxa de desconto (%);
 - Custo associado ao consumo de água (\$/m³);
 - Custo da eletricidade (\$/MWh);
 - Potencial preço de venda do subproduto oxigênio (\$/kg);
 - Custo de mão de obra local e instalação.

Os custos de produção do hidrogênio são altamente dependentes do custo da eletricidade, eficiência do módulo eletrolítico e os custos de capital do sistema de eletrólise (DOE, 2014a). Para a produção centralizada de hidrogênio com operação contínua, GENOVESE et al., (2009) concluíram que 79% do custo de produção é proveniente da aquisição da energia elétrica, enquanto 16% deriva dos custos de capital, 5% dos custos fixos de O&M e outros custos amalgamados somam 1%. O estudo realizado considera os preços da eletricidade em um intervalo de 0,03-0,08 US\$/kWh.

A Figura 4.14 representa esquematicamente a construção do CNPH. Os custos associados às variáveis independentes à performance e preço do *hardware* podem ser minorados a partir de planejamento estratégico e definição do principal objetivo de operação do eletrolisador. Os efeitos do preço da eletricidade e dos custos de capital sobre o CNPH podem variar de acordo com o fator de capacidade anual:

- i. Na utilização contínua do eletrolisador (fator de capacidade próximo de 100%), os custos com eletricidade são preponderantes. Nestes casos, o CNPH é linearmente dependente do preço do kWh_{el} , como exposto na Figura 4.13 (GENOVESE et al., 2009). Elevadas eficiências são desejáveis para este tipo de operação (DECOURT et al., 2014);

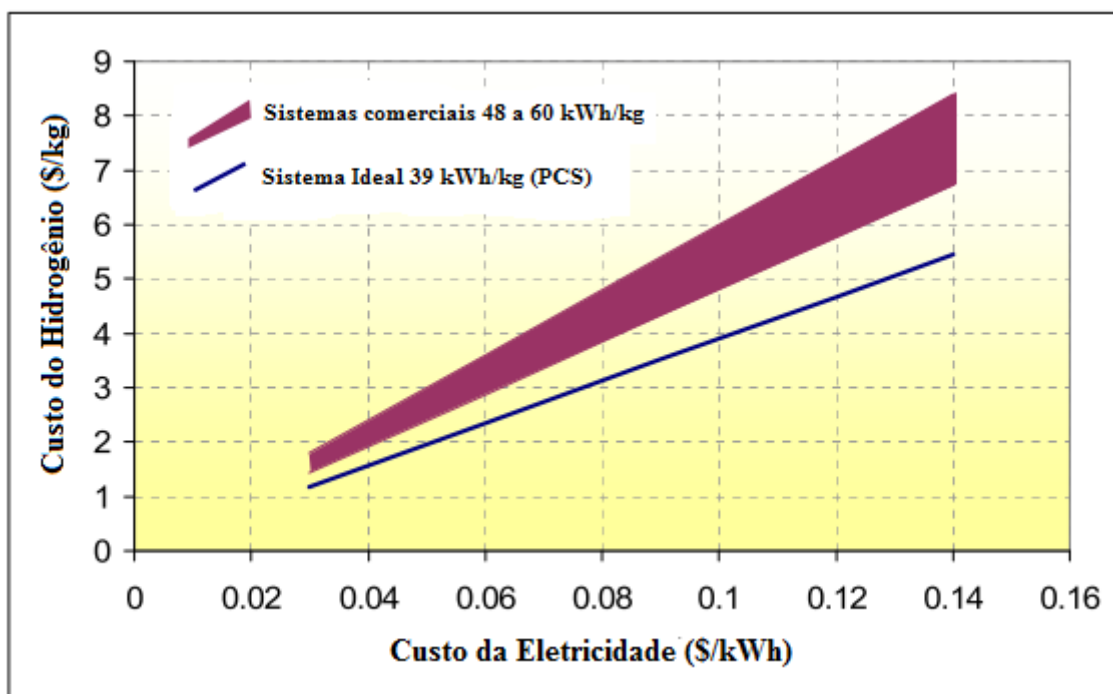


Figura 4.13 - Influência da eletricidade no custo do hidrogênio

Fonte: Adaptado de GENOVESE et al., 2009

- ii. Para fatores de capacidade abaixo de 20%, os custos de capital ganham proeminência. Baixos custos de investimento são desejáveis para operação extremamente descontínua. Dependendo do grau de penetração de fontes intermitentes, pode ser o tipo de operação visando a monetização de possíveis excedentes elétricos;
- iii. Para utilização como estratégia de arbitragem de preços no mercado de energia elétrica, que geralmente apresentam fator de capacidade entre 20-90%, os custos de capital e eficiência obtêm pesos relativos no projeto (DECOURT et al., 2014).

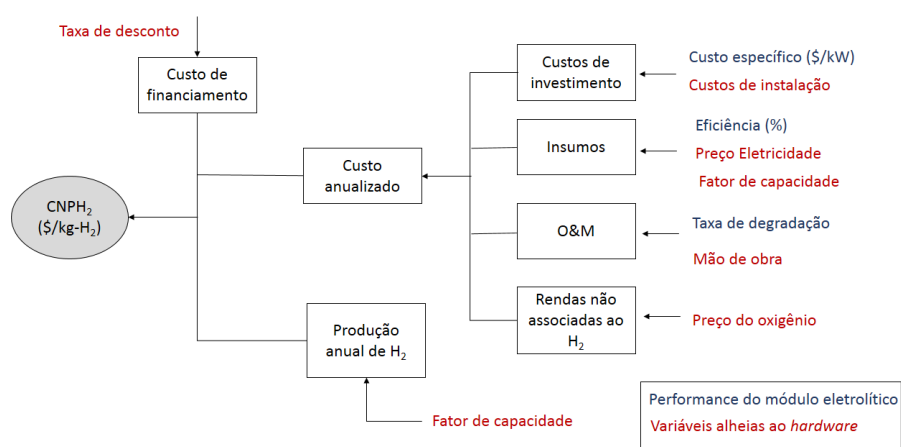


Figura 4.14 - Representação esquemática da construção do CNPH₂

Fonte: Adaptado de DECOURT et al., 2014

A capacidade instalada de uma planta de eletrólise pode ser determinada pela potência elétrica de entrada (MW_{el}) ou pelo fluxo mássico de saída de hidrogênio (kgH_2/h). Por exemplo, uma planta de capacidade de 1 MW_{el} com eficiência de 75% possui capacidade igual a aproximadamente 19 kgH_2/h (456 kgH_2/dia). A Figura 4.15 ilustra os fluxos de insumo e saída de hidrogênio considerando a razão estequiométrica, eficiência 75% e PCS do hidrogênio igual a 142 MJ/kg.

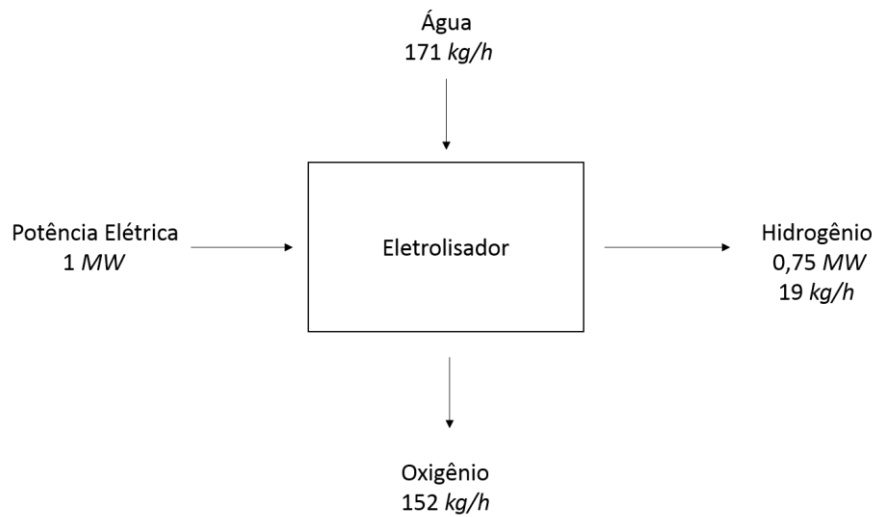


Figura 4.15 - Fluxo mássico do processo de eletrólise

Fonte: Elaboração própria

GENOVESE et al. (2009) concluem que os três principais parâmetros no cômputo do custo nivelado de produção de hidrogênio são:

- i. Custos diretos de capital;
- ii. Eficiência da eletrólise;
- iii. Preço da eletricidade.

4.2.3.1 – Custo de Investimento e Eficiência da Eletrólise

MCDONALD e SCHRATTENHOLZER (2001) apontam que, ao contrário de um bom vinho, uma tecnologia que permanece na prateleira não melhora com o passar do tempo. Ganhos históricos acumulados por experiência, desenvolvimento paralelo de setores sinérgicos e pesquisa e desenvolvimento agem no sentido de tendência de redução dos custos de determinada tecnologia ao longo do tempo. Modelos de aprendizado tecnológico relacionam, geralmente, o custo de investimento com a capacidade acumulada de determinada tecnologia e têm sido utilizados em modelos de planejamento integrado com o objetivo de prever reduções de custos em cenários de políticas ambientais e/ou energéticas (ROCHEDO, 2011).

Os custos específicos de produção de plantas de eletrólise tendem a ser minorados a medida que se atinja unidades de larga escala (MW) e experiência cumulativa de produção,

alcançando um estágio de maior maturidade tecnológica e padronização dos processos (ROGNER, 1998). Apesar de a difusão da produção de hidrogênio eletrolítico datar do início do século XX, os eletrolisadores eram empregados em aplicações de nicho e em condições peculiares que primavam por elevada eficiência em detrimento de menores custos de investimento. Como resultado, ainda são poucos os produtores de módulos de eletrólise, de forma que a expansão da indústria prevista pela condição imperativa de integração de fontes estocásticas abre margem para a redução de custos por difusão do conhecimento tecnológico, padronização e fortalecimento da produção cumulativa (*learning by doing*) (ROGNER, 1998). Neste sentido, eletrolisadores do tipo PEM se destacam por ocuparem um estágio anterior do ciclo de vida tecnológico em relação aos eletrolisadores alcalinos e gozarem da sinergia com os avanços recentes realizados no âmbito de PEMFC (*Polymer Exchange Membrane Fuel Cell*). A empresa *Proton OnSite* relatou que, no intervalo de 2000 a 2011, um aumento na capacidade de 7 kW para 175 kW significou a redução de 70% no custo por quilowatt (DOE, 2014a).

BERTUCCIOLI et al. (2014) realizam um estudo acerca do potencial de desenvolvimento do PtG na União Europeia. Os autores realizam projeção de custos de investimento e eficiência para eletrolisadores alcalinos e PEM para o período até 2030. A consulta realizada a produtores e especialistas ensejou a construção da linha de tendência do desenvolvimento esperado. Os casos mais otimista e pessimista constituem os limites do intervalo de dados obtidos. O consumo elétrico e os custos de capital consideram os equipamentos auxiliares do sistema, inclusive os dispositivos de eletrônica de potência para alimentação do módulo, purificadores de gases de saída e deionizadores da água de entrada. Ambos excluem penalidades energéticas e econômicas associadas à conexão ao *grid* e compressão externa. As eficiências foram calculadas considerando o poder calorífico do superior 39,4 kWh/kg_{H2}. Os valores estão expostos⁶⁶ na Tabela 4.8 e Tabela 4.9. Os parâmetros-chave para redução dos custos foram expostos na Capítulo 2 para cada tipo de eletrólise.

Tabela 4.8 - Expectativa de desenvolvimento do consumo elétrico para eletrólise alcalina e do tipo PEM

Consumo de eletricidade			2015	2020	2025	2030
Alcalina	kWh _{el} /kg _{H2}	Tendência	53	52	51	50
		Intervalo	50-73	49-67	48-65	48-63
	Eficiência (% PCS)	Tendência	74%	76%	77%	79%

⁶⁶ Utilizando taxa de câmbio de €1,00 = US\$1,12.

		Intervalo	54 - 79	59 - 80	61 – 82	62 - 82
PEM	kWh _{el} /kg _{H2}	Tendência	52	48	48	47
		Intervalo	47-73	44-61	44-57	44-53
	Eficiência (% PCS)	Tendência	76%	82%	82%	84%
		Intervalo	54 - 84	64 - 89	69 – 90	74 – 90

Fonte: BERTUCCIOLI et al., 2014

Tabela 4.9 - Expectativa do desenvolvimento dos custos de capital da eletrólise alcalina e tipo PEM.

.Custos de capital do sistema			2015	2020	2025	2030
Alcalina	US\$/kW	Tendência	1042	706	683	650
		Intervalo	851-1232	414-1008	414-952	414-896
PEM	US\$/kW	Tendência	1758	1120	975	850
		Intervalo	1344-2173	784-1456	538-1422	280-1422

Fonte: BERTUCCIOLI et al., 2014

A Agência Internacional de Energia (IEA, *International Energy Agency*) sugere caminhos para a consolidação do hidrogênio nos setores de transporte, industrial e na integração de fontes eólicas e solares ao *grid* elétrico. O relatório *Technological Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells* (IEA, 2015a) recomenda a conclusão de metas até 2025-2030. Entre estas, a redução dos custos de investimento para abaixo de US\$ 900/kW e US\$ 800/kW para eletrólise alcalina e PEM, respectivamente. Em termos de eficiência, o *roadmap* estabelece 75% - 52,5 kWh/kg- H₂ (alcalina) e 80% - 49,2 kWh/kg-H₂ (PEM) como metas, sendo ambos valores em termos de PCS.

O Departamento de Energia dos EUA (DOE, *U.S Department of Energy*) estabelece metas de centrais produtoras de 50.000 kg/dia a custo de US\$ 2,00/kg-H₂ para o ano de 2020. A metodologia utilizada emprega valores com referência no dólar do ano de 2007 e projeta um consumo energético do sistema igual a 44,7 kWh/kg-H₂ (DOE, 2015b).

GÜL et al. (2009) avaliam o papel de biocombustíveis e hidrogênio no atendimento de objetivos de políticas de reduções de GEE para o setor de transportes através de um modelo *bottom-up*. Para a eletrólise alcalina, utilizam taxa de aprendizagem⁶⁷ (*learning rate*) de 8%, custo inicial de 1220 US\$/kW e custo mínimo final de 350 US\$/kW.

⁶⁷ Referente à taxa de redução do custo a cada duplicação da capacidade acumulada (MCDONALD e SCHRATTENHOLZER, 2001).

Muitas plantas de processos apresentam uma relação não-linear entre o custo de investimento e sua capacidade de produção devido aos ganhos de escala tipicamente expressos através da formulação matemática da lei da potência e a aplicação de um fator de escala. Para o caso de eletrolisadores, a unidade limitante de produção é o próprio *stack*. O número de pilhas em um *stack* é limitado para evitar o surgimento de sobretensões excessivas no *stack*. Para maiores capacidades, eletrolisadores são conectados em paralelo compartilhando alguns equipamentos de balanço da planta, como por exemplo dispositivos de eletrônica de potência para o controle do fluxo de energia de entrada. Como já citado, a empresa *Proton OnSite* relatou que, no intervalo de 2000 a 2011, um aumento na capacidade de 7 kW para 175 kW significou a redução de 70% no custo por quilowatt (DOE, 2014a). GUTIÉRREZ-MARTÍN et al. (2009) utilizam um fator de escala igual à 0,79 no estudo para gerenciamento de excedentes elétricos em parques na Espanha. O mesmo valor será utilizado nesta dissertação.

4.2.3.2 – Preço da Eletricidade

Como discutido em VANDEWALLE (2014), o custo marginal da eletricidade que seria “desperdiçada” em instantes de sobregeração de ERVs pode ser considerado basicamente nulo. Outra forma de analisar seria considerar que o PtG somente operaria quando o preço da eletricidade fosse zero (ou negativo) diante de condições de oferta maior que a demanda e precificação horária da eletricidade. Esta abordagem pode ser justificada diante do fato de grande parte dos custos de geração solar e eólica são custos de investimento afundados, uma vez que não custos com utilização de combustíveis.

O autor também pontua a “artificialidade” desta premissa, uma vez que caso as tecnologias de armazenamento de energia se tornem competitivas no futuro, a consequência será que o custo marginal da eletricidade excedente deixará de ser nulo diante da integração com outros setores energéticos ou reintrodução no setor elétrico em momentos de escassez. Outros instrumentos de remuneração da disponibilidade de capacidade, e.g. remuneração de reserva *downward*, cargas interruptíveis, podem ser implementados no sentido de evitar custos marginais negativos em mercados de precificação horária. Destarte, para incorporação desta expectativa futura, análises de sensibilidade do custo da eletricidade serão consideradas no

intervalo de R\$ 0 – 154/MWh. O limite superior é dado pelo preço médio praticado para a eletricidade industrial⁶⁸ no ano de 2014 de acordo com o BEN 2015 (EPE, 2015a).

4.2.4 – Custo de Armazenamento

Devido às restrições impostas à injeção direta na rede de gás natural, a vazão instantânea de H₂ deve ser limitada a certa quantidade. Desta forma, pode ser viável a utilização de um *buffer* de hidrogênio que permita regularizar a injeção do gás, respeitando às restrições de poder calorífico superior e índice de Wobbe como exposto na Figura 4.16.

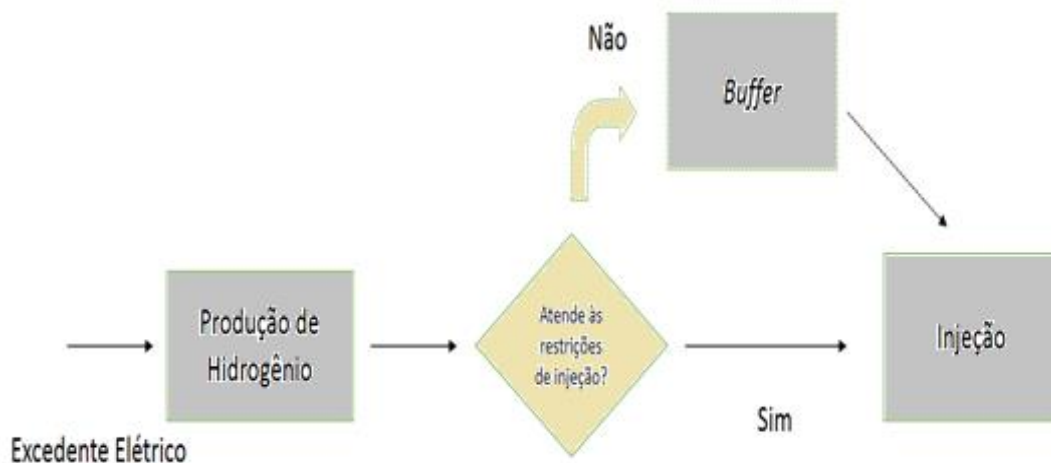


Figura 4.16 – Fluxograma da injeção e armazenamento temporário de hidrogênio.

Fonte: Elaboração própria

Devido ao caráter de elevado *cycling* e quantidades relativamente pequenas de hidrogênio, foi considerada somente a possibilidade de utilização de tanques pressurizados de hidrogênio gasoso à pressão de 200 atm como forma de armazenamento como *buffer*. Esta tecnologia confere menos custos de investimento em relação ao hidrogênio líquido e armazenamento subterrâneo.

⁶⁸ Preços ao consumidor com impostos e considerando a taxa média anual do câmbio de 1 US\$ = 2,36 R\$.

A compressão do hidrogênio na forma gasosa a altas pressões é geralmente a forma mais econômica e também mais utilizada para armazenamento, sobretudo para quantidades moderadas e elevado *cycling* das unidades de armazenamento. A desvantagem está na necessidade de uso de compressores e na penalidade energética associada. Como expresso em ELGOWAINY et al. (2016), o trabalho de compressão por unidade de massa de H₂ pode ser calculada utilizando a equação Eq. 47.

$$E_{compressão} \left(\frac{kJ}{kg} \right) = Z \cdot R \cdot T \cdot n \left(\frac{1}{\eta} \right) \cdot \left(\frac{k}{k-1} \right) \cdot \left[\left(\frac{P_{saída}}{P_{entrada}} \right)^{\left(\frac{k-1}{nk} \right)} - 1 \right] \quad \text{Eq. 47}$$

onde:

- Z é o fator de compressibilidade;
- R é constante dos gases para o hidrogênio em $\frac{kJ}{kg \cdot K}$;
- T é a temperatura de entrada do gás, em K;
- n é o número de estágios de compressão;
- η é a eficiência isentrópica de compressão;
- k é a razão entre os calores específicos;
- $P_{saída}$ é a pressão de saída do compressor, em bar;
- $P_{entrada}$ é a pressão de entrada do compressor, em bar.

Para elevadas taxas de compressão são necessários maior número de estágios com etapas de resfriamento do gás. Para níveis de pressão entre 75 e 500 atm, compressão em três estágios pode ser adequada enquanto 4 estágios são necessários para níveis acima de 600 atm (ROY et al., 2006; ELGOWAINY et al., 2016). O fator de compressibilidade é obtido a partir de resultados experimentais e depende da temperatura, pressão e natureza do gás. Tal fator é utilizado como multiplicador para ajustar o comportamento de gases ideais em relação ao gás ideal. De forma simplificadora, o fator Z será considerado igual a 1, assim como em ONDA et al. (2004). A Tabela 4.10 sumariza os parâmetros utilizados nesta dissertação.

Tabela 4.10 – Parâmetros de cálculo do trabalho de compressão

Parâmetro	Valor	Unidade
Fator de Compressibilidade (Z)	1,00	Adimensional
Constante Real dos Gases (R)	4,12 ^a	$\frac{kJ}{kg \cdot K}$
Temperatura de Entrada (T)	353,00	K
Número de Estágios de Compressão (n)	3,00	Adimensional
Eficiência Isentrópica (η)	88,00 ^b	%
Razão entre Calores Específicos (k)	1,41 ^a	Adimensional
Pressão de Saída (P _{saída})	200,00	atm
Pressão de Entrada (P _{entrada})	30,00	atm

^a Fonte: KLELL et al., 2006; ^b Fonte: DOE, 2013b

A Tabela 4.11 expõe os dados de “injetabilidade”, custos de capital⁶⁹ e O&M para diferentes dimensões de unidades de armazenamento via tanque pressurizado. O termo “injetabilidade” é referente à taxa máxima com que o hidrogênio pode ser injetado no sistema de armazenamento. Os dados foram obtidos a partir de SAMSATLI et al. (2015) e AMOS (1998) e mostram um comportamento linear da taxa de injeção/retirada com a capacidade do sistema de armazenamento assim como um fator de escala de aproximadamente 0,60.

Tabela 4.11 - Parâmetros do sistema de armazenamento a base de tanques pressurizados

Capacidade (MWh)	Injetabilidade (MW)	Custo de Capital (milhões de US\$)	Custo de O&M (US\$/ano)
36300	1512,50	175,91	3517,80
3630	151,25	30,48	609,70
363	15,13	5,29	105,30

Fonte: SAMSATLI et al. 2015

⁶⁹ Utilizando taxa de câmbio de £1,00 = US\$1,30.

4.2.5 – Formulação Matemática

O modelo proposto tem por objetivo determinar planos de investimento de plantas de eletrólise buscando uma solução de compromisso que minimize a soma dos custos de investimento e operação e maximize a utilização dos recursos eólicos. Os custos de investimento podem ser abordados como Custo Fixo e são calculados através de uma simplificação do fluxo de caixa descontado do custo *overnight* da planta de eletrólise e sistema de armazenamento temporário (*buffer*). O custo de operação, ou Custo Variável, é composto pela soma dos custos com insumos (eletricidade, água) e custo de compressão do hidrogênio eletrolítico destinado aos tanques pressurizados.

Cada plano de investimento é composto por um conjunto $X_{c,n}$ de plantas de eletrólise candidatas para cada nó n do modelo, e $Y_{c,n}$ sistemas de armazenamento. Tais variáveis de decisão do plano de investimento constituem restrições operativas para o cálculo dos custos de operação. Esta estrutura especial do problema sugere a utilização de técnicas de decomposição da seguinte forma:

- i. Primeiramente resolve-se um subproblema Mestre para determinação do plano de investimento;
- ii. Em seguida, resolve-se o subproblema Escravo puramente operativo com as variáveis de decisão fixadas do subproblema de investimento.

O procedimento metodológico adotado está sumarizado na Figura 4.17. A abordagem a partir de algoritmo genético é utilizada para fornecer uma solução inicial para a capacidade instalada e sua localização. Em seguida, o subproblema de operação é resolvido através de PLIM com discretização horária. O valor de aptidão à função de avaliação é determinado pela soma dos custos fixos e custos de operação determinados pelo subproblema escravo. A cada decisão de investimento proposta pelo algoritmo genético também há associado um nível de *curtailment* também fornecido pela resolução do subproblema de operação. O recurso eólico não aproveitado decorre da insuficiência da capacidade instalada para absorver o excedente eólico fornecido como entrada para o modelo.

O processo iterativo converge para as soluções de compromisso almejadas de acordo com os níveis de tolerância da convergência adotados e o número máximo de gerações do AG.

A estruturação do algoritmo e a formulação matemática são melhor desenvolvidas nas seções posteriores.

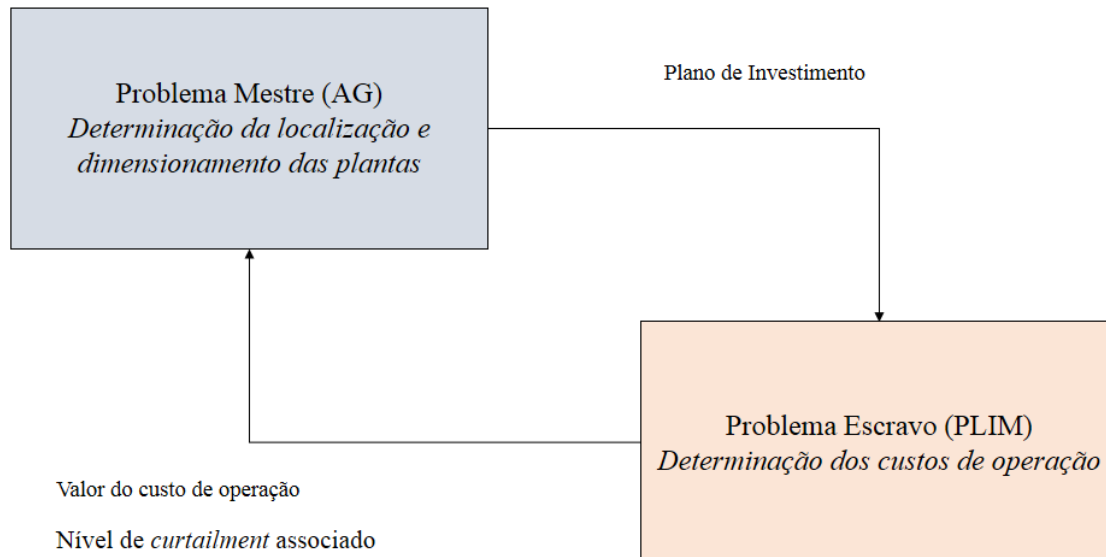


Figura 4.17 - Representação esquemática do método iterativo de solução

Fonte: Elaboração Própria

O Anexo V apresenta uma revisão acerca dos AGs e o procedimento adotado pelo algoritmo para problemas de otimização, assim como pormenoriza os operadores genéticos de cruzamento (*crossover*) e mutação, conceitos de população, genes, cromossomos, métodos de seleção dos pais, entre outros. De forma generalizada, os AGs seguem o pseudocódigo apresentado na Figura 4.18.

DADOS DE ENTRADA – DEFINIÇÃO

Função de Avaliação
Tamanho da População
Característica dos Indivíduos
Método de Seleção dos Pais
Probabilidade dos Operadores Genéticos
Crítérios de Convergência
Número Máximo de Gerações

INICIALIZA POPULAÇÃO**ENQUANTO Não alcançar critério de convergência ou número máximo de gerações FAÇA**

Avaliação da População
Seleção dos Pais
Execução dos operadores genéticos de cruzamento e mutação
Geração de nova população

FIM ENQUANTO

Figura 4.18 - Pseudocódigo do procedimento generalizado de algoritmos genéticos

Fonte: Elaboração Própria

4.2.5.1 – Função Adequabilidade e Codificação do Algoritmo Genético

A função de avaliação, ou função adequabilidade, é o fio condutor do procedimento de geração de novas populações, de forma que cada grupo de indivíduos tem seu valor testado de acordo com a função de avaliação e a tal é associado um valor para sua aptidão (*fitness*) determinando seu potencial de qualidade para a solução do problema proposto. A função adequabilidade, juntamente com codificação da informação em cromossomos conecta o AG ao problema real. Desta forma, uma criteriosa seleção da função de avaliação é fulcral para que o AG atinja soluções ótimas globais. A função de avaliação deve portanto ser escolhida com bastante cautela, de forma que deva embutir todo o conhecimento do analista acerca do problema a ser resolvido, tanto suas restrições quanto seus objetivos de qualidade. A inserção de conhecimentos específicos diminuem a probabilidade de desempenhos inferiores de AGs genéricos (*off the shelf*) em relação à outras técnicas de otimização (LINDEN, 2012).

A função de avaliação transforma tal valor de performance em uma alocação de oportunidade de reprodução, determinando por exemplo a probabilidade daquele indivíduo

pertencer à próxima geração. Ela pode ser mais bem compreendida se encarada como uma nota do indivíduo para a solução do problema em questão. Tal nota será determinante no módulo de seleção dos pais que irão reproduzir. Este mecanismo difere os AGs de algoritmos de busca aleatória (*random walk*). A função adequabilidade se difere da função objetivo pelo fato de ponderar diversos indivíduos de uma população, de forma que terão valores relativizados entre indivíduos mais ou menos aptos (ALVES e FALCÃO, 2008).

No começo da busca iterativa, o *fitness* para os indivíduos de uma população são geralmente aleatoriamente distribuídos e bastante dispersos ao longo do espaço de soluções. Ao longo do procedimento, os valores de aptidão de alguns genes passam a dominar, orientando a convergência, de forma que a variância dos valores de *fitness* se reduz. Este comportamento pode levar à problemas como expostos em ALVES e FALCÃO (2008):

- i. **convergência prematura:** condições em que genes mais aptos (super indivíduos) rapidamente dominam a população fazendo com que o algoritmo convirja para um ponto de máximo local (mas não necessariamente global) ou que estagne em um ponto qualquer do espaço de busca. A preponderância de alguns genes dominantes pode tornar impossível que o AG continue buscando por melhores soluções devido à perda de diversidade da população. Algumas saídas para escapar de tal problemática são o controle do número de oportunidades que cada indivíduo tem para se reproduzir e comportamento dinâmico dos operadores de mutação que podem atuar no sentido de aumentar a diversidade da população de forma a evitar a estagnação;
- ii. **término lento:** problema oposto ao da convergência prematura. Depois de muitas gerações, a população pode estar bem próxima da convergência mas o ótimo global não é alcançado. O valor de *fitness* médio é elevado e a diferença entre o melhor valor de aptidão e a média é muito estreito, de forma que a variância é muito pequena para que seja encontrado o *maxima*. Alguns dos mesmos mecanismos utilizados na convergência prematura podem ser aplicados para “escapar” destes contextos, assim como abordagens híbridas com aplicação de outros algoritmos de busca local após o termino do AG.

De acordo com a metodologia proposta, as funções de avaliação são definidas pelas equações Eq. 48 e Eq. 49. Os valores de aptidão (*fitness*) obtidos pelas soluções parciais irão guiar o AG na aplicação dos operadores genéticos (ver Anexo V) até que se atinja a convergência.

$$F_{AG}(1) = CNH_2 = \frac{CUSTO_{INVESTIMENTO}(X, Y) + CUSTO_{OPERACAO}(X, Y)}{PRODUCAO_{H_2}(X, Y)} \quad \text{Eq. 48}$$

$$F_{AG}(2) = CURTAILMENT(X, Y) \quad \text{Eq. 49}$$

No tocante à codificação, uma das primeiras etapas na construção de um problema resolvido a partir de AGs é a determinação do tipo de genótipo utilizado no procedimento de otimização. Como explicado em LINDEN (2012), se a codificação for feita de forma eficiente e inteligente, esta já incluirá as idiossincrasias do problema. Quanto mais adequada a representação cromossomial do problema, maior a qualidade dos resultados obtidos. Isto significa que uma decisão deve ser realizada sobre como os parâmetros do problema serão traduzidos em um conjunto finito de *strings* de dimensão constante ou dinâmica, codificando uma solução viável em um espaço de busca. O intuito é representar da maneira mais fidedigna possível a informação do modelo a ser otimizado. LINDEN (2012) sugere que algumas regras gerais devam ser seguidas:

- i. *“A representação deve ser a mais simples possível;*
- ii. *Se houver soluções proibidas ao problema, então é preferível que elas não tenham uma representação;*
- iii. *Se o problema impuser condições de algum tipo, estas devem estar implícitas dentro da representação.”*

A representação costumeiramente utilizada é a binária, proposta por HOLLAND (1992), devido a sua praticidade e funcionalidade, mas não é possível afirmar que se trata da melhor representação, uma vez que a “melhor” representação é peculiar para cada problema específico. A representação binária tem dificuldades ao lidar com múltiplas dimensões de variáveis contínuas, principalmente quando uma grande precisão é requerida, uma vez que uma grande quantidade de *bits* seria necessária para atingir tal precisão resultando em cromossomos extremamente grandes (LINDEN, 2012). A representação binária costumava ser bastante

utilizada porque supostamente gerava um maior número de schemata⁷⁰, fornecendo um nível maior de paralelismo implícito. Entretanto, avanços na área mostram que alfabetos de maior cardinalidade (e.g números reais) podem ser mais eficientes. Representações contínuas e inteiras dos genes são, portanto, largamente utilizadas em problemas de otimização de maior escala, assim como valores categóricos para problemas de maior complexidade (ALVES e FALCÃO, 2008).

A representação numérica sobressai como a mais natural em muitos problemas do cotidiano, de forma que utilizar cromossomos que representam diretamente os parâmetros sendo otimizado como números reais é, espera-se, mais eficiente, uma vez que o espaço de busca é representado de forma mais direta. O uso de cromossomos reais consiste em igualar o genótipo (representação interna) e o fenótipo (valor usado no problema), retirando efeitos de interpretação em situações em que não há congruência direta entre ambos. Utilizando uma representação real, o cromossomo passa a ter tamanho mínimo para o problema, sendo igual ao número de parâmetros que estão sendo otimizados, uma vez que cada gene passa a representar exatamente uma das variáveis de interesse (LINDEN, 2012).

Devido as dificuldades ao lidar com a representação binária em espaços de busca contínuos de larga dimensão, este estudo utiliza a codificação numérica (*Real Coded Genetic Algorithm*, RCGA). Uma variável de decisão x_i é representada por um número real dentro intervalo definido pelo limite inferior e limite superior, de forma que o vetor de variáveis de decisão X é formado por inteiros não-negativos. No caso da codificação aplicada neste trabalho, cada valor inteiro é um múltiplo de uma planta de eletrólise/unidade de armazenamento de hidrogênio candidatas para cada região. A Figura 4.19 ilustra a codificação proposta para o caso N localizações candidatas para investimento.

⁷⁰ Refere-se ao plural de *schema* (esquema). Um esquema consiste em um *template* que descreve o subconjunto dentre o conjunto de todos os indivíduos possíveis descrevendo similaridades entre os membros que pertencem a este subconjunto. Por exemplo, utilizando o símbolo *, que significa “não-importa” (*wildcard*) temos que o esquema 1*0*1 possui 2 graus de liberdade e pode representar até $2^2 = 4$ indivíduos (10001,10011,11001,11011). Logo, como sugere o teorema dos esquemas, “O AG tende a preservar com o decorrer do tempo aqueles esquemas com maior avaliação média e com menores ordem e tamanho, combinando-os como blocos de armar de forma a buscar a melhor solução”. Entretanto, este teorema enfrente alguma oposição como fundamento basilar do arcabouço teórico dos algoritmos genéticos (LINDEN, 2012).

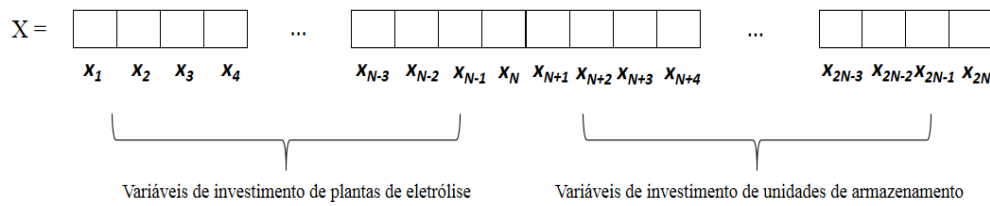


Figura 4.19 – Codificação do AG adotada para solução do subproblema de investimento

Fonte: Elaboração Própria

Exemplificando, supõe-se que existem duas localidades candidatas à implantação de plantas de PtG. Logo, teremos quatro variáveis de decisão x_i , de forma que cada localização candidata pode receber uma determinada capacidade de planta de produção de hidrogênio eletrolítico e uma determinada capacidade de armazenamento. Considerando uma planta candidata de eletrólise de 50 MW e unidade de armazenamento de 360 MWh, um vetor de decisão $X = [2 \ 0 \ 1 \ 0]$ é equivalente a 100 MW de plantas de eletrólise e 360 MWh de armazenamento na localização candidata #1 e ausência de investimentos na localidade candidata #2.

4.2.5.2 – Custo Fixo e o Subproblema de Operação

A estimativa do custo fixo associado ao plano de investimentos do subproblema Mestre é calculada em uma simplificação de um fluxo de caixa descontado, como expresso na equação Eq. 50.

$$\text{CUSTO}_{\text{INVESTIMENTO}}(X, Y) = (\text{CI} \cdot \text{FRC} + \text{O\&M}_{\text{fixo}} + \text{Outros}) \quad \text{Eq. 50}$$

onde:

CI = custo de investimento *overnight* (US\$/kW);

FRC = fator de recuperação do capital. Adimensional. Numericamente igual a $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$, onde i é a taxa de desconto e n o tempo de vida do investimento (anos). O termo $\text{CI} \cdot \text{FRC}$ é equivalente ao custo de investimento anualizado;

$\text{O\&M}_{\text{fixo}}$ = custos fixos de operação e manutenção (US\$/kW/ano);

Outros = outros custos associados ao investimento, e.g. descomissionamento, impostos sobre a propriedade, material para manutenção, solução de eletrólito mão-de-obra, custos de instalação (US\$/kW/ano);

Supõe-se que o subproblema Mestre de investimento forneça o vetor de decisão X^μ para a μ -ésima iteração do modelo. Fixando $X = X^\mu$ temos o subproblema Escravo de operação com discretização horária para o aproveitamento ótimo do excedente elétrico representado por um problema de programação linear multi-período e descritivo. O plano de investimento ótimo que serve de entrada para este módulo do modelo inclui unidades de armazenamento, permitindo a formulação como adaptação de um problema de dimensionamento de lotes capacitado (*Capacited Lot Sizing Problem*, CLSP) em que somente um produto pode ser produzido por intervalo de tempo. Este tipo de problema é tipicamente resolvido por solvers ‘*off-the-shelf*’ a partir de técnicas do tipo *Branch and Bound*, *Branch and Cut* e heurísticas de busca local (DEFALQUE, 2009; CASAROTTI et al., 2005).

O clássico, e mais geral, CLSP consiste na determinação da quantidade e o instante de tempo $t = 1, \dots, T$ da produção dentro do horizonte de planejamento T obedecendo às restrições do problema e à demanda determinística em cada período i (GICQUEL et al., 2008).

O modelo proposto neste estudo considera N localizações, um único produto a ser produzido e os níveis de excedente elétrico provenientes da otimização energética do cenário simulado para o subsistema NE, de forma que são dados de entrada do modelo:

- E_t : excedente eólico disponível no instante t ;
- $\overline{P}_j$: capacidade máxima de produção disponível da planta localizada em j ;
- $\underline{P}_j$: patamar mínimo de produção da planta localizada em j ;
- A_j : capacidade de armazenamento disponível na localidade candidata j ;
- $C_{j,t}$: custo unitário de produção no instante de tempo t na localidade candidata j ;
- $H_{j,t}$: custo unitário de armazenamento no instante t na localidade candidata j ;
- $RG_{j,t}$: restrições de injeção na rede de gás natural no instante t na localidade j ;
- $G_{j,t}$: custo de injeção no instante t na localidade j ;
- RU_j : restrição da taxa de inclinação da rampa de tomada de carga (*Ramping Up*) da produção na localidade j ;
- RD_j : restrição de *Ramping Down* da produção na planta localizada em j ;

- $SUC_{j,t}$: custo de partida (*startup cost*) na planta localizada em j .

onde o custo unitário de produção é determinado pela soma $(\eta \cdot PE + \beta \cdot CA - \lambda \cdot PO_2)$ em que:

η = demanda elétrica da eletrólise por quilograma de hidrogênio (kWh/kgH₂);

PE = preço da eletricidade (US\$/kWh);

β = quantidade de água necessária para produção de 1 quilograma de hidrogênio eletrolítico (m³/kgH₂). Por análise estequiométrica, aproximadamente igual a 0,009 m³/kgH₂. A eletrólise ainda necessita de água para mecanismo de resfriamento, mantendo a temperatura em patamares em torno de 60 – 90°C (exceto SOE) e para regularização da solução eletrolítica no caso da eletrólise alcalina. O consumo de água do processo varia entre 0,009 – 0,012 m³/kgH₂ (SOUZA, 2009).

CA = custo da água (US\$/m³);

λ = quantidade de oxigênio liberada por quilograma de hidrogênio produzido (kgO₂/kgH₂). Por análise estequiométrica, igual a 8 kgO₂/kgH₂;

PO₂ = preço de venda do oxigênio (US\$/kgO₂).

As variáveis de decisão do modelo são:

- $x_{j,t}$: nível de produção no instante t na localidade j ;
- $S_{j,t}$: nível de armazenamento no instante t na localidade j ;
- $I_{j,t}$: nível de injeção na rede de gás natural no instante t na localidade j ;
- $Y_{j,t}$: variável binária que é igual a 1 se a unidade j é iniciada no começo do período t e é igual a 0 em caso contrário.

Variáveis binárias auxiliares:

- $Z_{j,t}$: variável binária que é igual a 1 caso a unidade j seja desligada no início do período t e é igual a 0 em caso contrário;
- $ON_{j,t}$: variável binária que é igual a 1 caso a unidade j esteja ligada durante o período t e é igual a 0 em caso contrário.

A seguir, a formulação matemática do subproblema de operação que tem como objetivo minimizar custos de produção, estoque e injeção do hidrogênio eletrolítico.

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N C_{j,t} x_{j,t} + H_{j,t} S_{j,t} + G_{j,t} I_{j,t} + SUC_{j,t} Y_{j,t}$$

s.a

$$\sum_{j=1}^N x_{j,t} \leq E_t \quad \forall t \in T \quad \text{Eq. 51}$$

$$\underline{P}_j \leq x_{j,t} \leq \bar{P}_j \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 52}$$

$$I_{j,t} \leq S_j \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 53}$$

$$I_{j,t} \leq RG_{j,t} \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 54}$$

$$I_{j,t-1} + x_{j,t} = I_{j,t} + I_{j,t} \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 55}$$

$$x_{j,t} + x_{j,t-1} \leq RU_{j,t} \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 56}$$

$$x_{j,t} + x_{j,t-1} \geq RD_{j,t} \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 57}$$

$$Y_{j,t} - z_{j,t} = ON_{j,t} - ON_{j,t-1} \quad \forall j \in N, t = 2, \dots, T \quad \text{Eq. 58}$$

$$x_{j,t}, S_{j,t}, I_{j,t} \geq 0 \quad \forall j \in N, \forall t \in T \quad \text{Eq. 59}$$

A restrição associada à Eq.51 impede que o somatório da produção das N unidades no instante t seja superior à energia disponível neste intervalo de tempo. As equações 52 e 53 restringem a capacidade de produção e armazenamento em cada localidade à capacidade instalada fornecida pelo subproblema de investimento. A equação 54 é referente à limitação do hidrogênio na rede de gás natural em cada localidade, de acordo com a vazão nominal de cada gasoduto de transporte. A equação de igualdade Eq.55 modela o balanço do inventário do sistema de armazenamento diante da injeção em base horária. As equações 56 e 57 são restrições operativas das plantas de eletrólise.

Qualquer unidade que esteja operando pode ser desligada mas não pode ter seu estado alterado para ligada novamente e, de maneira análoga, qualquer unidade desligada pode ser acionada mas não desligada. A igualdade da restrição Eq. 58 controla o estado da variável de *startpup* $Y_{j,t}$ de forma que os custos adicionais só ocorram nos instantes em que os eletrolisadores são postos em operação. Para o período inicial $t = 1$, a restrição se torna

$$Y_{j,2} - z_{j,2} = ON_{j,2} - ON_{j1}$$

onde ON_{j0} é uma constante binária que controla se o eletrolisador está ligado ou não no primeiro período da simulação.

Nesta formulação matemática para o subproblema de operação, observa-se que não há restrição de atendimento à uma demanda exógena, como tipicamente ocorre em modelos de sistemas energéticos, uma vez que o aproveitamento da energia excedente com custo de oportunidade nulo deve ser otimizado em termos do custo nivelado de produção do hidrogênio. Destarte, tratando-se de um problema de minimização, a formulação matemática não “estimula” a produção de hidrogênio. Portanto, adota-se uma abordagem de maximização da produção de hidrogênio em que os custos de produção e injeção na rede de gás natural são inseridos com valores negativos e o custo de armazenamento/compressão com valores positivos. Ao final da iteração, o módulo do subproblema de operação retorna o valor absoluto do somatório dos custos de operação para a avaliação da função de adequabilidade do AG. Logo, pode-se interpretar como o custo de operação da maximização do aproveitamento dos excedentes para determinado plano de investimento.

O fluxograma da Figura 4.20 sumariza a metodologia proposta e o algoritmo de resolução.

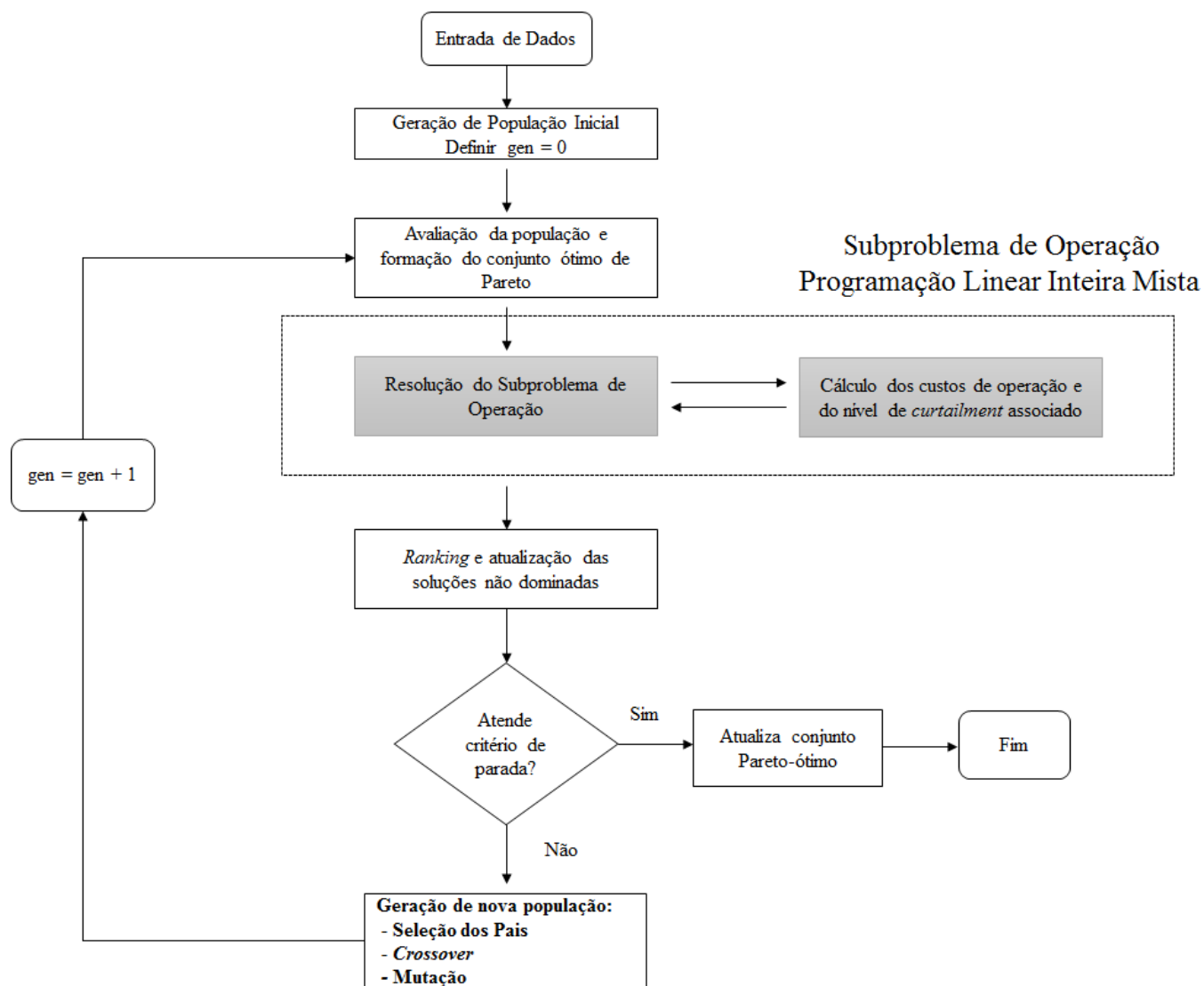


Figura 4.20 - Fluxograma da metodologia proposta

Fonte: Elaboração Própria

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos assim como análises de sensibilidade associadas ao grau de maturidades das tecnologias de produção de hidrogênio eletrolítico.

5. Resultados e Discussões

A representa a evolução anual da geração para a simulação realizada. No gráfico, observa-se a sazonalidade da geração eólica, intensificada durante o segundo semestre. Para o caso de penetração das UEE's, a parcela de geração eólica se torna preponderante para o subsistema, onde ainda é possível observar que a dependência de importação energética é dirimida. A injeção de potência eólica deslocou as UTE's com maior CVU que tiveram sua participação significativamente reduzida em relação à Figura 3.3. Importante ressaltar que o cenário simulado é de geração mínima das UHE's com defluência de 1.300 m³/s em Sobradinho⁷¹. Uma vez restaurados níveis desejáveis dos reservatórios, a produção de energia hidráulica pode tornar a geração termelétrica da região ainda mais marginal.

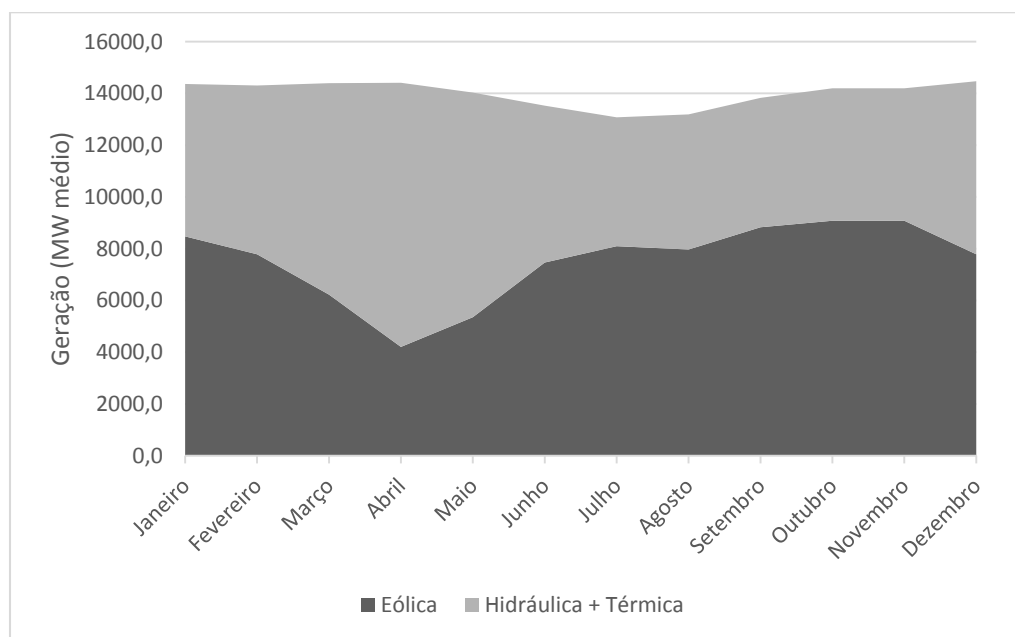


Figura 5.1 - Perfil de geração anual resultante da simulação para o subsistema NE

Fonte: Elaboração própria a partir de resultados da simulação HOMER

O aporte de energia eólica a ser inserido na geração do subsistema pode beneficiar a situação dos reservatórios da região. Salvo condições hidrológicas extremamente adversas,

⁷¹ Devido às flexibilizações mínimas da defluência mínima regulamentada pela ANA, a geração hidráulica do subsistema NE chegou ao patamar de aproximadamente 2.600 MWmédio em dezembro de 2015 (ONS, 2016b).

neste cenário de vazão mínima das UHE's resultaria em aumento da energia armazenada nos reservatórios, principalmente durante os meses úmidos no início do ano, elevando a confiabilidade do sistema e flexibilidade operativa das usinas hidrelétricas. A sinergia entre ambas as formas de geração é evidenciada pela complementariedade do intervalo de tempo de alta intensidade eólica com o período seco da região. A Figura 5.2 compara o fator de capacidade médio do subsistema NE com os níveis de energia natural afluente e a energia armazenada nos reservatórios da região para o ano de 2015. Neste contexto, as UHE's com níveis desejáveis de água nos reservatórios podem conferir a flexibilidade necessária para amortecer a intermitência das usinas eólicas mais intensas no segundo semestre.



Figura 5.2 - Complementariedade sazonal entre o regime hídrico e a geração de usinas eólicas

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ONS (2016b)

Todavia, mesmo com níveis mínimos de geração hidráulica, a elevada injeção instantânea da energia eólica pode causar incongruências entre geração e demanda como pode ser observado na Figura 5.3. O gráfico é referente ao resultado da simulação para um dia típico do mês de outubro caracterizado por intensa geração eólica e mês de abril, tipicamente de menor intensidade dos ventos na região. Os excedentes elétricos se concentram no período entre 00:00 e 08:00 h durante todo o ano de avaliação resultantes da característica de alta intensidade eólica dos empreendimentos no regime de ventos interioranos e carga energética reduzida. A geração

térmica mesmo em períodos de geração maior do que a demanda é referente à inflexibilidade operativa de plantas à carvão pulverizado no Porto do Pecém – CE e de 348,8 MW médio da UTE Termopernambuco a gás natural (ONS, 2016e). Em instantes de preços de energia elétrica negativos, os produtores podem pagar para que sejam despachados, sendo o desligamento temporário um custo superior ao custo marginal de produção. Tais preços negativos já foram reportados em mercados europeus (GÖTZ et al., 2014).

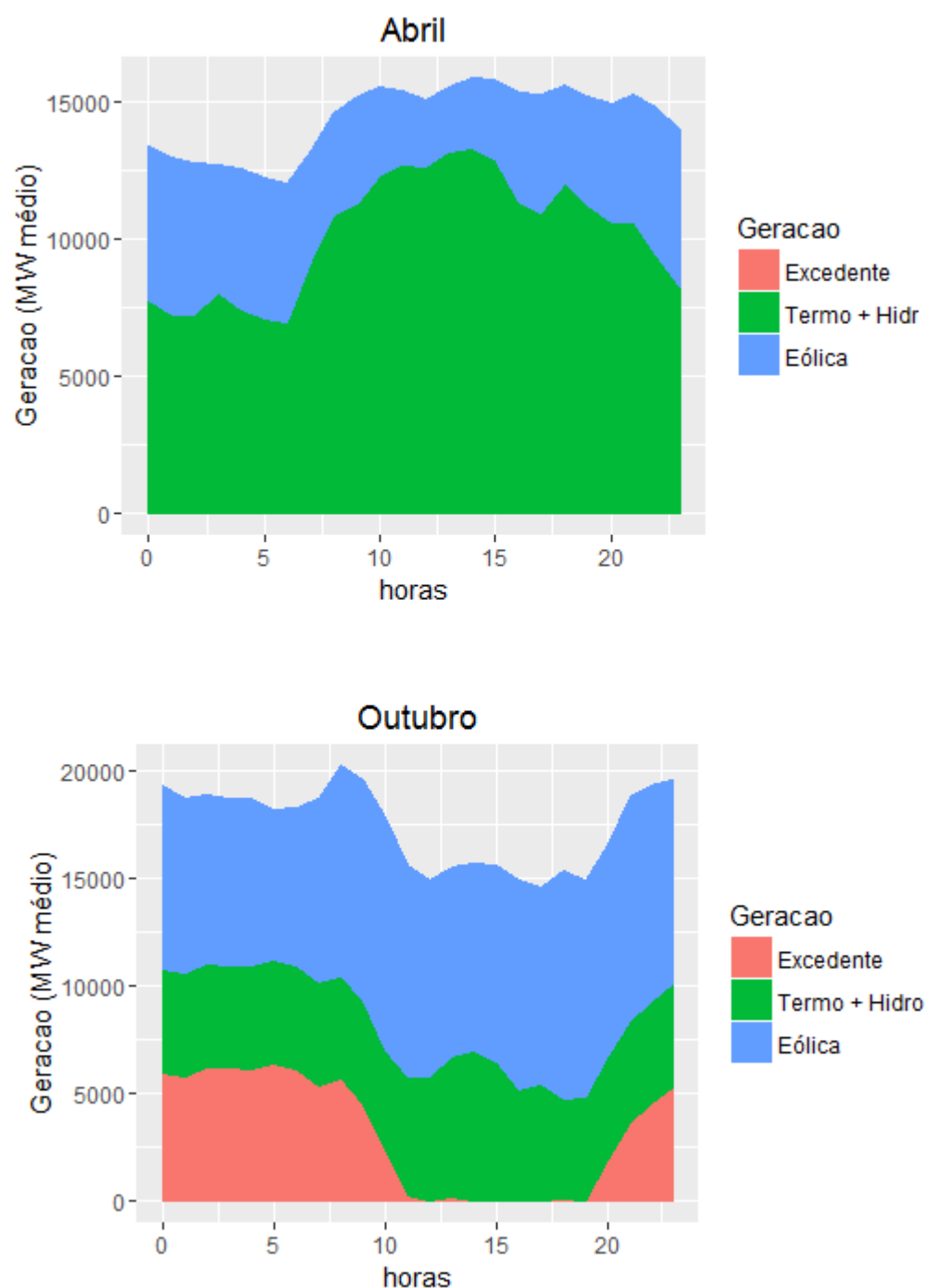


Figura 5.3 – Perfil de geração resultante da simulação nos meses de abril e outubro

Fonte: Elaboração Própria a partir de resultados da simulação HOMER

A Figura 5.4 expõe o perfil de ocorrência de excedentes elétricos ao longo do ano. A imagem evidencia a maior probabilidade de *curtailment* durante o período entre junho e outubro. Em todos os instantes de geração excessiva, a capacidade de exportação do subsistema NE é suficiente para o escoamento para outras regiões. Entretanto, a condição imperativa de

casamento instantâneo de oferta e demanda é agravado pela ocorrência de excedentes concentrada durante o período da madrugada. Um modelo mais amplo de integração entre os subsistemas é necessário para investigar os efeitos sobre as unidades geradoras dos outros sistemas, uma vez que a característica de um sistema interligado permite a exportação da energia excedente no Nordeste e provavelmente impactaria outros ativos de geração.

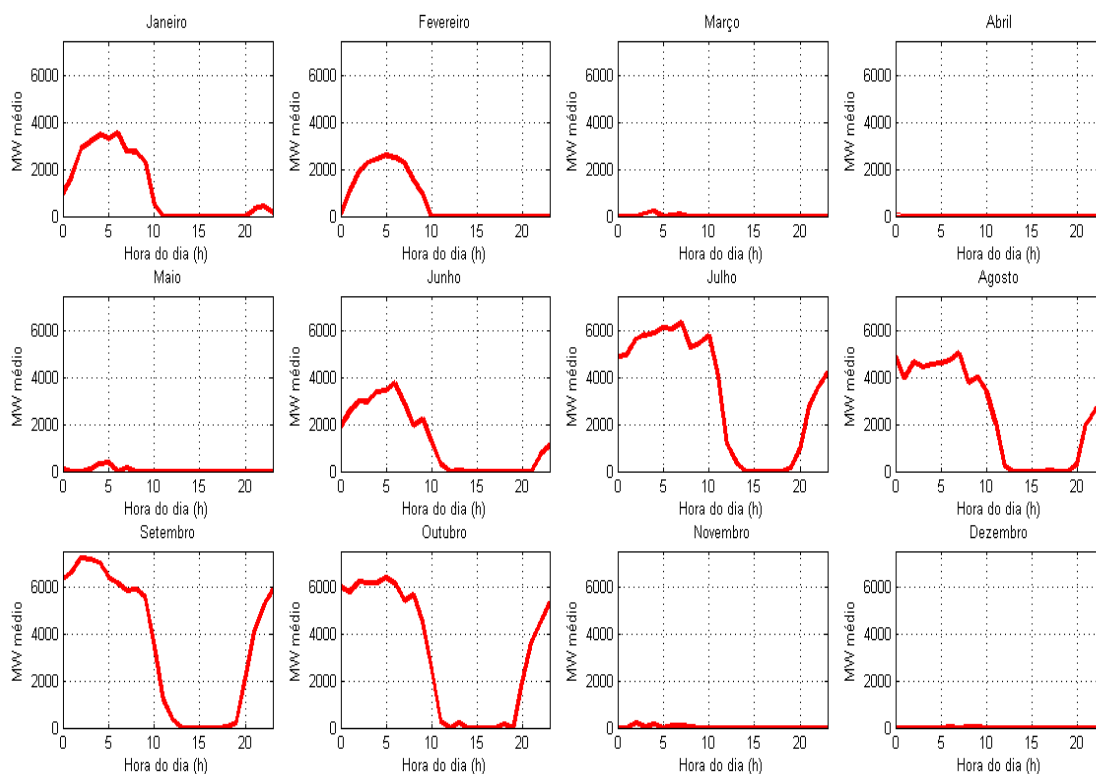


Figura 5.4 - Ocorrência de excedentes elétricos para a simulação do subsistema NE

Fonte: Elaboração Própria a partir de resultados da simulação HOMER

O montante de excedente elétrico resultante da simulação é de aproximadamente 11,6 TWh/ano para uma configuração em que 40,1% do parque gerador é composto de usinas eólicas. Este valor é equivalente a aproximadamente 17% da geração eólica total durante o ano simulado. Devido a inexistência de restrições ao modelo, há a ocorrência de instantes em que a geração eólica é equivalente a aproximadamente 80% da carga do subsistema. Do ponto de vista da estabilidade operativa, esta configuração pode ser perigosa diante de flutuações de carga e perda de ativos de geração devido a redução da inércia oferecida por máquinas síncronas conectadas diretamente à rede. Caso limitada a participação instantânea de fontes variáveis em detrimento de plantas convencionais, o não-aproveitamento de energia elétrica seria

potencializado uma vez que a alocação na curva de carga da geração de UHE's e UTE's seria maior.

Importante apontar que os planos de expansão são exportados do PDE 2024 para a metodologia deste estudo, de forma que as capacidades não são resultantes de um modelo integrado de expansão e operação do sistema elétrico. Portanto, os resultados são influenciados por um possível viés que superestima a capacidade instalada. De qualquer forma, é válido para uma estimativa do aproveitamento energético na região que goza de um importante recurso eólico e que possivelmente necessitará de alternativas de sistemas de armazenamento, expansão do sistema de transmissão ou políticas de gerenciamento pelo lado da demanda.

A partir de dados do ONS a Figura 5.5 retrata o caráter importador da região NE nos últimos 5 anos, somados os fluxos da região Norte (FNE) e sudeste (FSENE). O escoamento deste excedente elétrico para outros subsistemas do SIN subverteria o paradigma atual, exigindo adaptação da capacidade de transmissão à reversão do fluxo de potência otimizado.

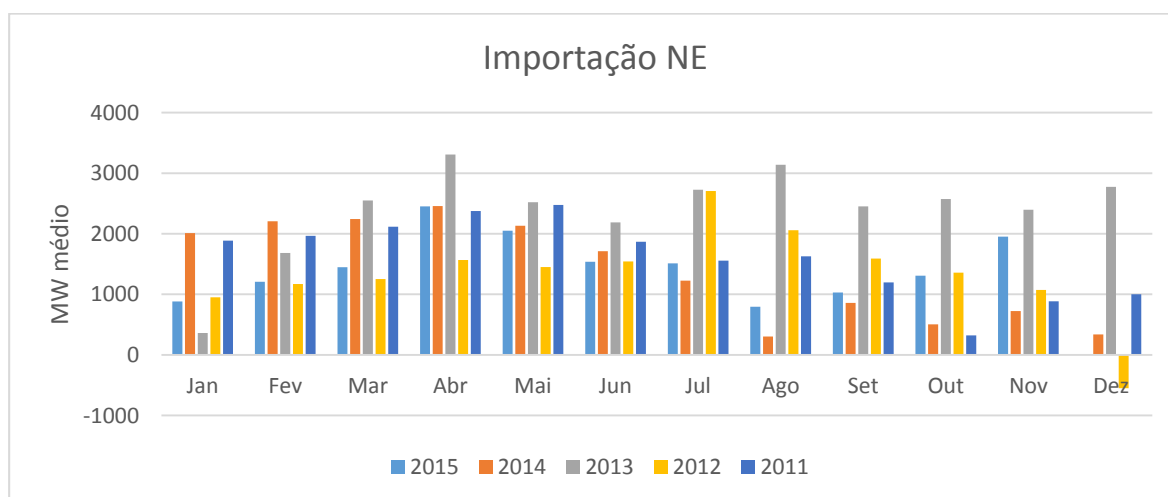


Figura 5.5 - Importação de energia elétrica do subsistema NE durante o período entre 2011 e 2015

Fonte: ONS, 2016b

Uma vez liquidados no mercado de curto-prazo, estes blocos de energia excedente são negociados de acordo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) definidos pela Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE). O PLD é determinado semanalmente para cada subsistema e patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO). A alocação da energia para submercados diferentes pode acarretar na exposição a diferença de

preço entre os submercados, uma vez que o PLD apurado pode ser diferente entre as regiões (CCEE, 2013). O trecho abaixo é recortado do relatório sobre Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) da CCEE. Tal mecanismo regula a realocação de energia somente entre usinas hidrelétricas, porém já se estuda a possibilidade de um mecanismo semelhante para os empreendimentos eólicos (GUARNIER et al., 2014).

A Figura 5.6 expõe a evolução dos valores médios do PLD para cada subsistema durante o período entre 2015 e março de 2016. Como pode ser observado, devido às recentes condições hidrológicas adversas e a situação atual dos reservatórios, o PLD do subsistema NE é superior em relação aos outros sistemas (que apresentaram recuperação dos níveis de energia armazenada), indicando que haveria uma exposição negativa a realocação de energia. Perdas econômicas associadas a exportação deflagram possíveis deletérios intrínsecos à exposição de intercâmbio energético entre mercados em condições de PLD's dissonantes. O encolhimento da participação de UTE's e a possibilidade de excedentes elétricos resultantes da penetração de eólicas possivelmente significariam redução do PLD do subsistema NE. Neste contexto, sistemas de armazenamento poderiam mitigar a exposição ao PLD na liquidação dos possíveis excedentes elétricos, além de atuar no sentido de reduzir o *curtailment*, contribuindo para o aumento da garantia física de empreendimentos eólicos. A monetização de possíveis excedentes elétricos também pode contribuir no sentido de evitar ocorrência de preços negativos de energia elétrica. Devido estas peculiaridades, sistemas elétricos com elevada penetração de ERV se beneficiariam de um modelo de precificação horária.

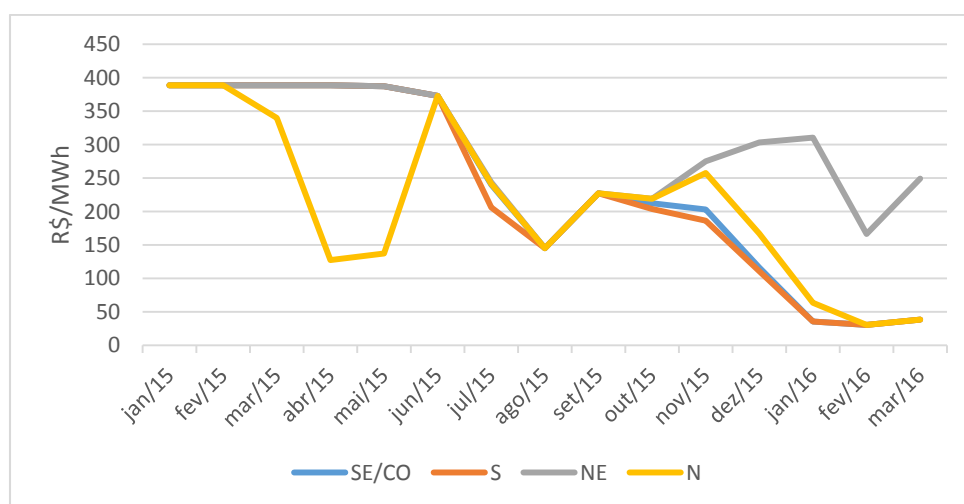


Figura 5.6 - Evolução do PLD em cada subsistema entre 2015 e março de 2016

Fonte: CCEE, 2016

O Plano da Operação Energética 2014/2018 - PEN 2014 - do ONS (ONS, 2014) objetiva analisar as condições de atendimento à carga prevista com uma configuração topológica próxima da realidade física do sistema para o horizonte temporal até 2018. O estudo em questão considera 14.237 MW de energia eólica instalados no SIN até o final de 2018 e realiza uma análise estocástica da energia natural afluyente para o período entre 2016-2018. Os resultados obtidos, grosso modo, corroboram a necessidade de planejamento operacional para lidar com o aporte energético eólico. Destaca-se as seguintes conclusões:

- i. Há necessidade de mudança do paradigma de planejamento da operação do SIN devido à expansão prevista calcada em UHE's com baixa ou nenhuma regularização plurianual. Fontes alternativas complementares no período seco, como eólica e biomassa, embora com perfis de oferta com variabilidade, apresentam papel importante na segurança operativa do SIN complementado a geração hidráulica nas estações secas do ano;
- ii. A entrada de ERV, principalmente eólica, torna os parâmetros de rapidez de tomada de carga e retomada de carga fundamentais na seleção de projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova;
- iii. Na análise dos custos marginais de operação, os subsistemas Norte e Nordeste apresentam os menores valores. O estudo indica a necessidade de estudos de expansão da capacidade de exportação para outras regiões. O estrangulamento das vias de importação pode causar o descolamento ainda maior entre os PLD's;
- iv. A maior parte das sobras de garantia física estão localizadas no subsistema Nordeste, com valores significativos durante todo o horizonte do estudo, principalmente em função da energia eólica no subsistema NE. Os resultados obtidos sugerem que poderá haver restrição de alocação do montante de energia contratada na região, principalmente durante os meses que o subsistema Norte é superavitário e sua energia concorre na interligação Norte/Sul com a energia exportada pelo Nordeste. Neste contexto, há sobra significativa de recursos térmicos locais.

Os resultados obtidos das simulações a curto prazo já indicam a possibilidade de superávit eletroenergético do subsistema NE e a necessidade de estudos de mecanismos ancilares à integração da energia eólica. Tais aspectos desfavoráveis tendem a se agravarem cenários de longo prazo de penetração ainda maior de ERV, evidenciando a necessidade de

modelos mais robustos que ensejam a integração entre diversos subsistemas e segmentos do setor energético.

Como exposto na seção de metodologia, os resultados obtidos da simulação eletro-energética da região Nordeste alimenta o modelo de 2 estágios de otimização da operação de plantas de eletrólise. O modelo foi desenvolvido em linguagem Matlab® e em uma plataforma Intel(R) i5-5200U 2.20 GHz e 8 GB de memória RAM. O algoritmo evolucionário utilizado é baseado no *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA-II) e os parâmetros utilizado seguem na Tabela 5.1 (ver Anexo V).

Tabela 5.1 – Parâmetros de simulação do problema mestre baseado em algoritmos genéticos

Método ou Parâmetro	Característica
Tamanho da População	100
Número de Gerações	400
Método de Seleção dos Pais	Torneio
Método de Mutação	Uniforme
Método de Reprodução	Aritmético
Probabilidade de Mutação	0,01
Probabilidade de <i>Crossover</i>	0,8
Condição de Parada	Nº máximo de gerações

Fonte: Elaboração própria

As plantas de eletrólise disponíveis para serem alocadas pelo algoritmo em questão foram discretizadas em unidades modulares de 10 MW obedecendo a codificação utilizada e explicitada no Capítulo 4. Os fatores de escala utilizado para as plantas de eletrólise e unidades de armazenamento foram 0,79 e 0,57, respectivamente. De forma que permita avaliar o impacto dos níveis admissíveis de hidrogênio na rede de gás natural e o preço da eletricidade disponível para produção de hidrogênio eletrolítico, foram construídos os seguintes cenários:

- i. **Cenário A:** injeção limitada a 5% do volume de gás natural e preço da eletricidade igual a US\$ 57/MWh. Este valor é proveniente das simulações realizadas e apresenta proximidade com valores típicos do PLD;

- ii. **Cenário B:** injeção limitada a 5% do volume de gás natural e preço nulo para a eletricidade, uma vez que se trata do aproveitamento de um excedente elétrico;
- iii. **Cenário C:** injeção limitada a 10% do volume de gás natural e preço da eletricidade igual a US\$ 57/MWh;
- iv. **Cenário D:** injeção limitada a 10% do volume de gás natural e preço nulo para a eletricidade;

Resultado Cenário A

A Figura 5.7 apresenta os resultados obtidos da otimização para o Cenário A construído. Para o cenário com restrição de injeção a 5% do volume de gás natural e o preço da eletricidade igual a US\$ 57/MWh, a utilização do Power-to-Gas pode reduzir em 91,3% os níveis de *curtailment* da energia eólica. Os custos obtidos na solução de compromisso variam entre US\$ 5,7/kg-H₂ e US\$ 6,8/kg-H₂.

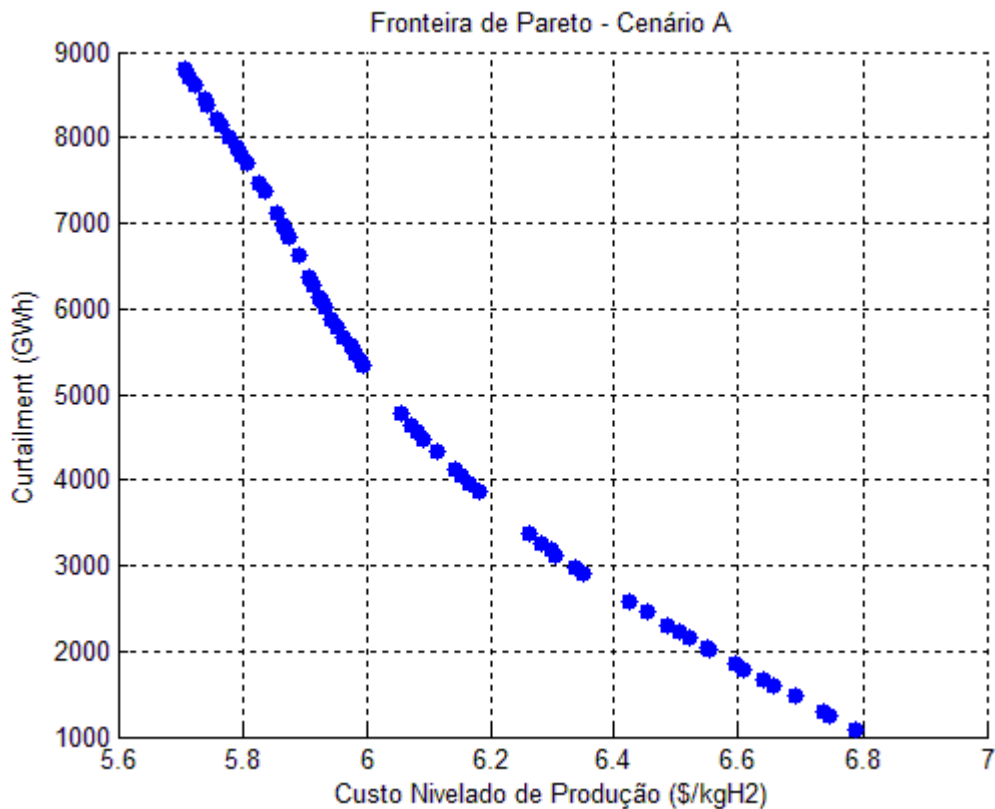


Figura 5.7 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário A

Fonte: Elaboração própria

Resultado Cenário B

A Figura 5.8 apresenta os resultados obtidos da otimização para o Cenário B construído. Observa-se uma redução significativa dos custos nivelados de produção para níveis semelhantes de redução do *curtailment* de energia eólica. Também é possível extrair da figura que há uma perda de diversidade na geração que forma a fronteira de Pareto com a mudança no parâmetro referente ao custo da eletricidade, de forma que as soluções se concentram na região do espaço de soluções com valores menores de custo nivelado do hidrogênio eletrolítico.

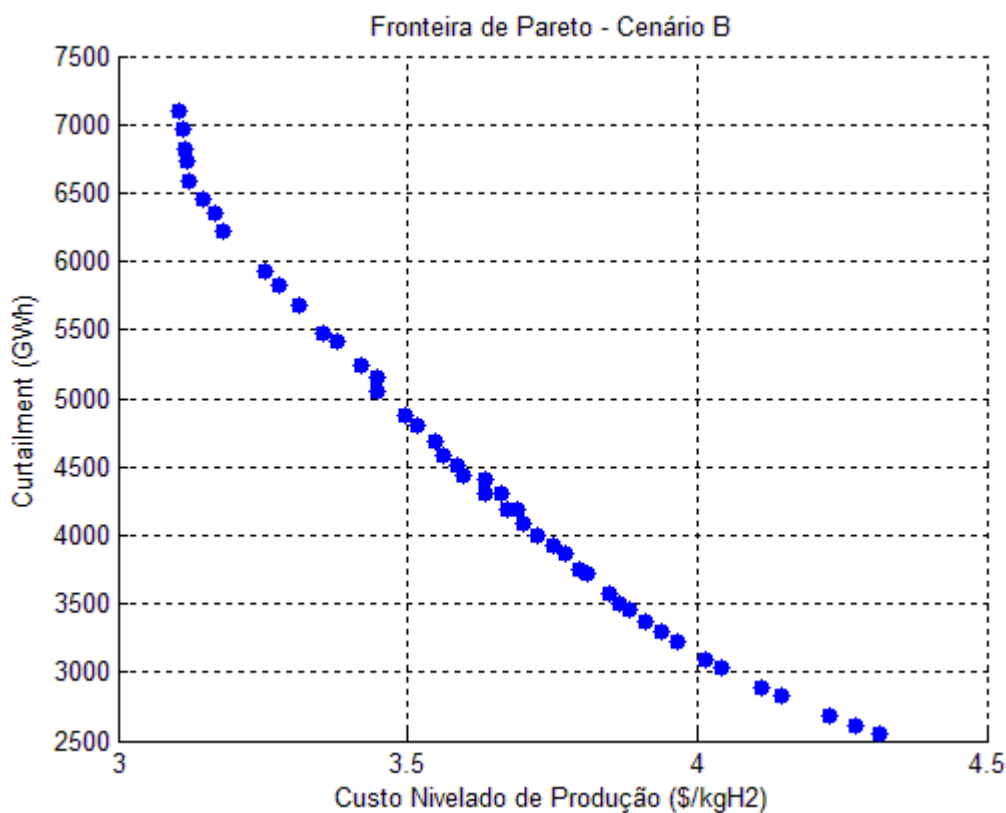


Figura 5.8 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário B

Fonte: Elaboração própria

Resultado Cenário C

A Figura 5.9 apresenta os resultados obtidos da otimização para o Cenário C construído. Para o cenário com restrição de injeção a 10% do volume de gás natural e o preço da eletricidade igual a U\$ 57/MWh, observa-se que não há uma variação significativa em relação ao Cenário A representado pela Figura 5.7. Desta forma, o percentual de introdução de hidrogênio entre os níveis aceitáveis na literatura (5% a 10%) não impõe uma restrição para os níveis de excedente elétrico que pode ser aproveitado para os níveis de crescimento da geração eólica previstos para este estudo.

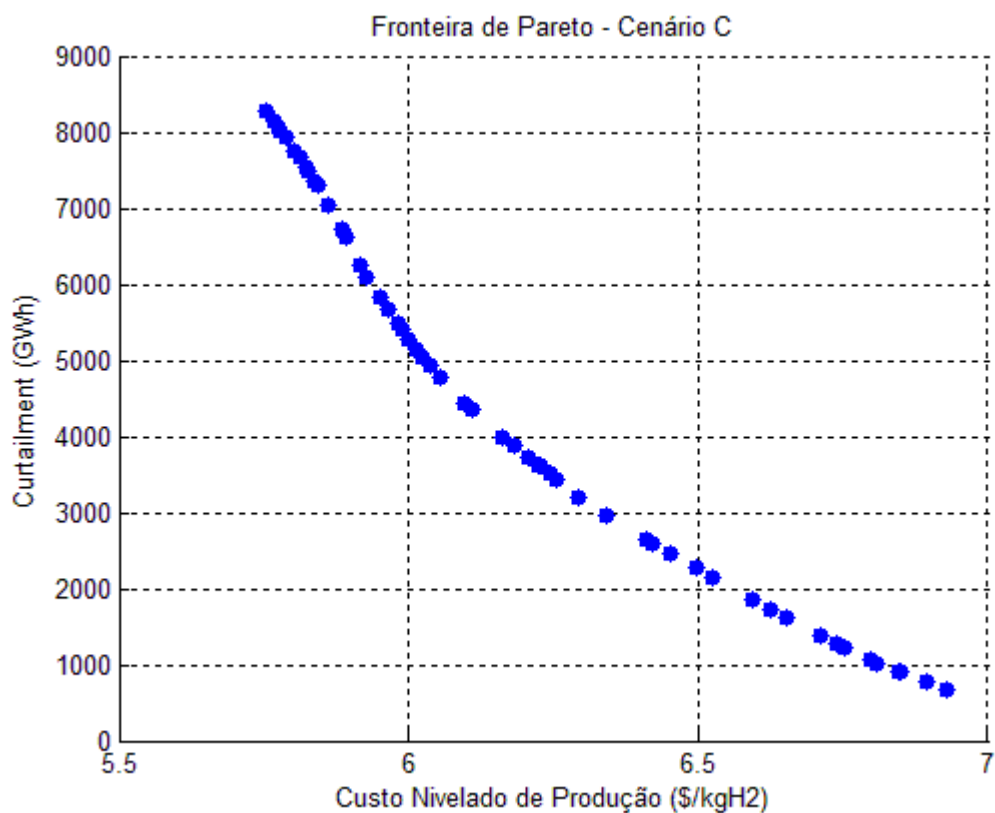


Figura 5.9 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário C

Fonte: Elaboração própria

Resultado Cenário D

A Figura 5.10 apresenta os resultados obtidos da otimização para o Cenário D construído. Para o cenário com restrição de injeção a 10% do volume de gás natural e o preço nulo da eletricidade, os resultados obtidos foram semelhantes ao Cenário B representado pela Figura 5.8 assim como na comparação entre os Cenários A e C. Isso corrobora que os percentuais avaliados de injeção não restringem a utilização do excedente elétrico. Vale lembrar que o estudo em questão utiliza as vazões máximas admissíveis para cada gasoduto e não valores reais observados.

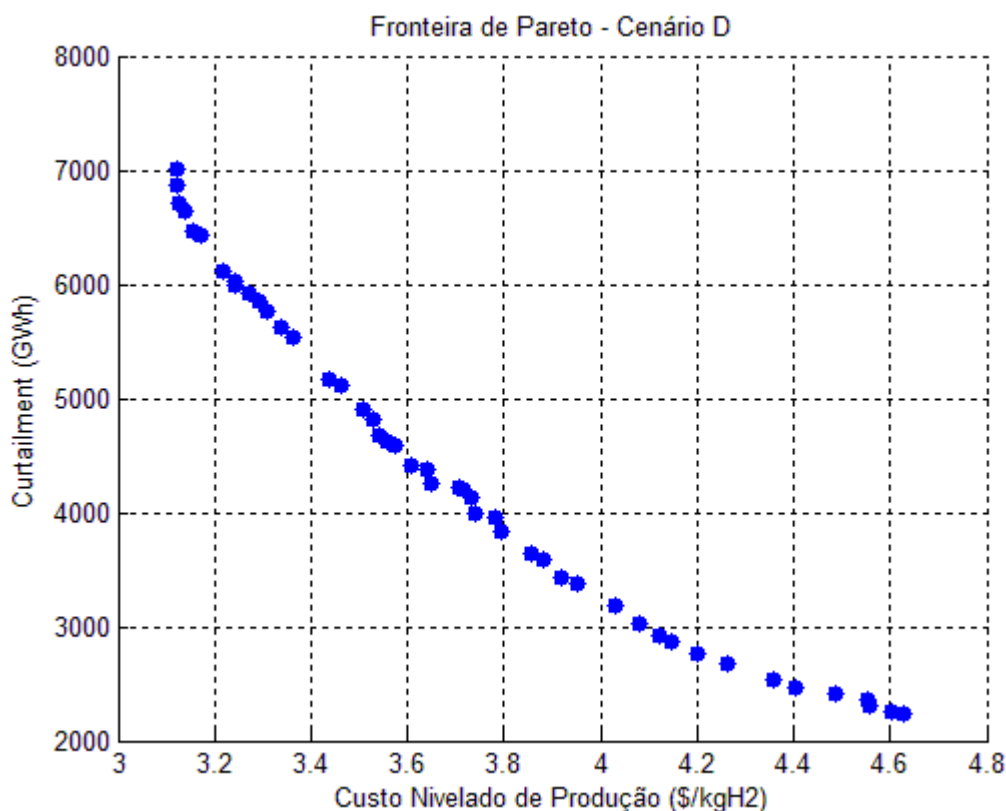


Figura 5.10 - Resultado da otimização (fronteira de Pareto) para o Cenário D

Fonte: Elaboração própria

Cada uma das soluções que fazem parte da fronteira de Pareto dos cenários acima apresentam uma resposta da simulação horária da operação das plantas de eletrólise resultante do estágio baseado em programação linear inteira mista. Desta forma, a ferramenta de otimização matemática também permite analisar os níveis horários de injeção de hidrogênio na rede de gás natural.

Os resultados obtidos mostram que o custo da eletricidade apresentou, em média, um peso de 46,5% do custo nivelado de produção do hidrogênio eletrolítico. Apesar de representar uma parcela significativa, tais custos variáveis não foram tão expressivos quanto os custos observados em plantas de eletrólise com operação contínua. O fato de apresentar alguns períodos ociosos, principalmente em meses de menor intensidade eólica como abril e maio, faz com que o capital fixo ocioso seja bastante relevante na avaliação financeira do empreendimento. Desta forma, as unidades de PtG poderiam ser beneficiadas por uma operação contínua com incentivos econômicos como remuneração por serviços ancilares ao sistema elétrico de potência e contratos de longo prazo firmados através de leilões de energia.

6. CONCLUSÃO

Esta dissertação teve como intuito contribuir com uma proposta metodológica e estimativas do potencial de sistemas de armazenamento a base de hidrogênio na integração da energia eólica na região Nordeste do Brasil. Dessa forma, elaborou-se uma metodologia calcada em algoritmos evolucionários de otimização multiobjetivo visando encontrar soluções de compromisso entre objetivos conflitantes: redução do custo do hidrogênio eletrolítico utilizado como vetor de armazenamento *versus* minimização do *curtailment* de energia eólica.

Este excedente elétrico poderá ser causado, principalmente, pelo estrangulamento da capacidade de escoamento da energia eólica para outros subsistemas do Sistema Interligado Nacional e pelo fato de que perfil diário da velocidade dos ventos na Bahia, região que tem apresentado um grande número de empreendimentos em construção e já leiloados, evidencia uma maior intensidade eólica durante o período da madrugada quando há menor demanda por energia elétrica.

O Capítulo 1 desta dissertação apresentou a motivação, referências bibliográficas de outros estudos e a principal contribuição desta dissertação. O Capítulo 2 realizou uma revisão dos aspectos técnico-econômicos da tecnologia Power-To-Gas, assim como as perspectivas de redução dos custos e aumento da eficiência.

O Capítulo 3 apresenta aspectos tecnológicos de sistemas de conversão de energia eólica e os principais desafios associados à integração deste tipo de energia renovável. Nesta seção, ainda são apresentados os principais avanços logrados no controle de geradores eólicos, principalmente no âmbito da participação de UEEs na regulação primária de frequência e a capacidade de suportar afundamentos de tensão (*Low Voltage Ride Through*). Também é exposta uma breve contextualização da evolução da capacidade eólica na região Nordeste no Brasil, assim como a perspectiva de expansão de UEEs baseada nos últimos leilões de energia.

O Capítulo 4 expõe a metodologia utilizada nesta dissertação e pode ser dividida em 2 partes:

- i. Investigação de possíveis excedentes eólicos na região Nordeste: esta etapa do estudo utiliza um modelo de programação linear desenvolvido pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos para realizar uma simulação eletro-energética da região Nordeste. O cenário construído é baseado nos empreendimentos que já venceram leilões de

energia e estão previstos a entrar em operação e no resultado de modelos matemáticos expostos no Plano Decenal de Energia 2024 (PDE) da EPE;

- ii. Construção de um modelo matemático para avaliar o potencial técnico-econômico de sistemas de armazenamento a base de hidrogênio na região Nordeste: o modelo matemático foi construído com intuito de avaliar o potencial do Power-To-Gas na integração de energia eólica na região Nordeste emulando uma operação otimizada de plantas de eletrólise buscando soluções de compromisso que visem reduzir o custo do hidrogênio eletrolítico e os níveis de excedentes elétricos da região provenientes da simulação realizada em i). Trata-se de um modelo iterativo de 2 estágios: 1 subproblema Mestre (investimento) baseado em Algoritmos Genéticos Multiobjetivo e 1 subproblema Escravo calcado em Programação Linear Inteira Mista. O modelo apresenta distribuição espacial com diferentes restrições associadas ao limite de injeção de hidrogênio em cada um dos principais gasodutos da região Nordeste e discretização temporal em 12 intervalos de tempo referentes à um dia típico de cada mês do ano.

O Capítulo 5 expõe os resultados obtidos para ambas as etapas da metodologia proposta. Para a simulação energética do subsistema NE com níveis esperados de expansão de energia eólica, os resultados apontam para maiores níveis de *curtailment* durante o segundo semestre do ano e no período da madrugada, principalmente devido à menor demanda elétrica neste horário e ao padrão diário de velocidade do vento da zona eólica da Bahia. Obteve-se um nível anual de *curtailment* da ordem 11,6 TWh/ano.

A otimização multiobjetivo indica valores entre US\$ 5,7/kgH₂ e US\$ 6,8/kgH₂ para os casos com o preço da eletricidade igual a US\$ 57/MWh resultante da simulação energética. Para casos em que a eletricidade não representa um custo na produção do hidrogênio eletrolítico, uma vez que seria desperdiçada, tais valores caem para a faixa de US\$ 3,2/kgH₂ a US\$ 4,3/kgH₂ e observou-se uma menor diversidade na geração que constitui a fronteira de Pareto do problema de otimização, de forma que as soluções concentram-se no pontos viáveis com menor custo nivelado de produção de hidrogênio. As restrições associadas aos níveis aceitáveis de hidrogênio na rede de gás natural não representaram uma limitação para o aproveitamento da energia excedente para os níveis de energia eólica projetados para o ano de 2024.

O objetivo da modelagem realizada é construir uma estimativa do potencial de absorção de possíveis excedentes elétricos destas tecnologias, os custos associados à produção de

hidrogênio eletrolítico como vetor de armazenamento e o nível de impacto das principais variáveis na avaliação econômica. Obtém-se como contribuição uma ferramenta de otimização multiobjetivo para avaliação da expansão de sistemas de armazenamento que poderá ser aprimorada em diversos aspectos, como por exemplo a inserção da possibilidade de expansão do sistema de transmissão para escoamento dos possíveis excedentes elétricos.

Dentre as principais limitações deste estudo, destacam-se:

- i. A utilização de programação linear para a simulação eletro-energética da região Nordeste não permite incorporação do dilema da coordenação otimizada do uso da água típica de sistemas hidrotérmicos. O mais apropriado para simulações mais fidedignas seria a utilização de modelos de programação dinâmica dual estocástica. Tal limitação é amenizada dentro do escopo deste estudo ao se considerar a operação de usinas hidrelétricas na região Nordeste em seu patamar mínimo de produção decorrente de restrições de vazão defluente, uma vez que o objetivo da primeira etapa do estudo é avaliação dos níveis de possíveis excedentes elétricos;
- ii. Utiliza-se uma abordagem *soft link* para a simulação do sistema elétrico da região, uma vez que toma-se perspectivas de expansão baseadas no PDE 2024 e não se utiliza um modelo agregado de expansão e operação do parque elétrico;
- iii. As equações de restrição dos níveis de injeção de hidrogênio na rede de gás natural para o subproblema de operação são baseadas na vazão máxima de cada um dos principais gasodutos da região Nordeste. Todavia, uma abordagem com maior aderência com a realidade deve fazer valer projeções reais dos níveis de utilização destes gasodutos de acordo com a demanda esperada para termelétricas e outros usos industriais do gás natural;
- iv. Não foram consideradas as restrições de disponibilidade de recursos hídricos para realização da eletrólise da água. Tal limitação torna-se mais grave devido ao fato do estudo focar na região Nordeste que apresenta condições hidrológicas desfavoráveis em diversas sub-regiões. Tal restrição requer um estudo mais aprofundado de possíveis locais para implementação de plantas de Power-To-Gas.

Portanto, acrescentam-se como sugestões de trabalhos futuros:

- i. Estudo mais profundo de possíveis impactos da injeção de hidrogênio na rede de gás natural no seu uso final;

- ii. Expansão do modelo de simulação eletro-energética da região Nordeste utilizando modelos que integrem os demais subsistemas do SIN e as suas interligações. Desta forma, modelos mais robustos terão a possibilidade de escolher entre a expansão da capacidade de transmissão para os outros subsistemas como o Sudeste ou a preferência por soluções locais de sistemas de armazenamento;
- iii. Aperfeiçoamento dos dados de vazão projetada para as equações de restrição dos níveis de injeção de hidrogênio na rede de gás natural;
- iv. Aprimoramento do modelo de operação das plantas de eletrólise utilizando programação dinâmica recursiva que incorpore a coordenação otimizada de usinas hidráulicas, usinas eólicas e sistemas de armazenamento;
- v. Incorporação de sistemas de armazenamento a base de hidrogênio como alternativa em modelos integrados de longo prazo da expansão do setor energético brasileiro como MESSAGE, MELP, dentre outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI. Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil. **Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial**, p. 1–177, 2014. Disponível em: <<http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1410360044.pdf>>. .

ABIDO, M. A. Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 10, n. 3, p. 315–329, 2006.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. John Wiley & Sons Ltd., 2005.

AEMO. Wind Integration : International Experience WP2 : Review of Grid Codes. **Australian Energy Market Operator**, 2011. Disponível em: <http://www.aemo.com.au/~media/Files/Other/planning/0400-0050_pdf.pdf>. .

AGUADO, M.; AYERBE, E.; AZCÁRATE, C.; et al. Economical assessment of a wind-hydrogen energy system using WindHyGen software. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 7, p. 2845–2854, 2009.

AHO, J.; BUCKSPAN, A.; LAKS, J. H. A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control. **Proc. of the American Control Conference**, , n. March, p. 3120–3131, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6315180>. .

AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. 2003.

ALLEBROD, F.; CHATZICHRISTODOULOU, C.; MOGENSEN, M. B. Alkaline electrolysis cell at high temperature and pressure of 250 °c and 42 bar. **Journal of Power Sources**, v. 229, p. 22–31, 2013.

ALTFELD, K.; PINCHBECK, D. Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. **Gas for Energy**, v. March/2013, p. 1–16, 2013. Disponível em: <www.gas-for-energy.com>. .

ALVES, A. P.; FALCÃO, D. M. Fundamentals Of Genetic Algorithms. In: K. Y. Lee; M. A. El-Sharkawi (Eds.); **Modern Heuristic Optimization Techniques**, 2008. John Wiley & Sons Ltd.

AMOS, W. A. Costs of storing and transporting hydrogen. **National Renewable Energy Laboratory**, , n. November, 1998.

ANA. Acompanhamento da Bacia do Rio São Francisco. , 2016. Disponível em: <http://arquivos.ana.gov.br/saladesituacao/BoletinsDiarios/SF_21-03-2016.pdf>. .

ANEEL. Anexo IX - Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas. **Anexo IX do Leilão de Fontes Alternativas 2015**, 2015.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>>. Acesso em: 10/3/2016.

ANTAQ. Bacia do São Francisco - Relatório Técnico. **Plano Nacional de Integração Hidroviária**, 2013. Disponível em: <<http://www.antaq.gov.br/portal/PNIH/RTBaciaSaoFrancisco.pdf>>. .

ARROYO, J. E. C. Heurísticas E Metaheurísticas Para Multiobjetivo. **Tese de Doutorado UNICAMP**, 2002. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000256530&fd=y>>. .

BALAT, M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 33, n. 15, p. 4013–4029, 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319908005272>>. .

BENSMANN, B.; HANKE-RAUSCHENBACH, R.; PEÑA ARIAS, I. K.; SUNDMACHER, K. Energetic evaluation of high pressure PEM electrolyzer systems for intermediate storage of renewable energies. **Electrochimica Acta**, v. 110, p. 570–580, 2013.

BERTUCCIOLI, L.; CHAN, A.; HART, D.; et al. Development of Water Electrolysis in the European Union. **Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking**., 2014. Disponível em: <http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/study_electrolyser_0-Logos_0_0.pdf>. .

BERTUCCIOLLI, L.; CHAN, A.; HART, D.; et al. Study on development of water electrolysis in the EU. **Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking**., , n. February, 2014. Disponível em: <http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/study_electrolyser_0-Logos_0.pdf>. .

BORBA, B. S. M. C. Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro. **Tese D. Sc. Programa de Planejamento Energético - COPPE/UFRJ**, 2012.

BORBA, B. S. M. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. **Energy**, v. 37, n. 1, p. 469–481, 2012. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.008>>. .

BORUP, R. L.; VANDERBORGH, N. E. Design and testing criteria for bipolar plate materials for PEM fuel cell applications. **Materials Research Society Symposium - Proceedings**, v. 393, p. 151–155, 1995. Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0029530337&partnerID=40&md5=09907abb31872c6ae71f04c811333ee0>>. .

BRASIL. INDC Brasileira, 2015. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf>. .

CAMARGO-SCHUBERT. Atlas Eólico: Bahia, 2013. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf>. .

CARMO, M.; FRITZ, D. L.; MERGEL, J.; STOLTEN, D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 12, p. 4901–4934, 2013.

CASAROTTI, J. P. D.; TOLEDO, F. M. B.; TELLES, G. P. Heurísticas para o problema de dimensionamento de lotes não-capacitado com atraso. **XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, p. 1644–1653, 2005.

CAVADOS, G. DE A. Análise do Impacto da Introdução das Fontes intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: estudo de caso da Região Nordeste. **Dissertação M. Sc. Do Programa de Planejamento Energético - COPPE/UFRJ**, 2015.

CCEE. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). , p. 1–56, 2013. Disponível em: <www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076159>. .

CCEE. Resultados Consolidados de Leilões. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 2016a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=1220727693526113#@?_afLoop=1220727693526113&_adf.ctrl-state=9ppyufmvd_49>. .

CCEE. Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). , 2016b.

CEMIG. Atlas eólico : Minas Gerais. , 2010. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/atlas_eolico>. .

MG.pdf>. .

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. , 2001. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas do Potencial Eolico Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. .

CERRI, I.; LEFEBVRE-JOUD, F.; HOLTAPPELS, P.; et al. **Strategic Energy Technology Plan: Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies: Hydrogen and Fuel Cells**. Luxemburgo: Publications Office of the European Union, 2012.

CHAUDRY, M.; JENKINS, N.; QADRDAN, M.; WU, J. Combined gas and electricity network expansion planning. **Applied Energy**, v. 113, p. 1171–1187, 2014. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.071>>. .

COELLO, C. A. An Updated Survey of Evolutionary Multiobjective Optimization Techniques : State of the Art and Future Trends. **1999 Congress on Evolutionary Computation**, 1999. Disponível em: <ftp://ftp.dca.fee.unicamp.br/pub/docs/vonzuben/ia707_1s06/textos/coello_multiobjetivo2.pdf>. .

CRESESB. Energia Eólica: Princípios e Tecnologia. , p. 58, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. .

DEB, K. **Multi-objective Optimization using Evolutionary Algorithms**. New York, USA: John Wiley & Sons Ltd., 2001.

DEB, K.; AGRAWAL, S.; PRATAB, A.; MEYARIVAN, T. A fast elitism non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization. **Relatório Técnico do Indian Institute of Technology**, 2000.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002.

DEBE, M. K.; HENDRICKS, S. M.; VERNSTROM, G. D.; et al. Initial Performance and Durability of Ultra-Low Loaded NSTF Electrodes for PEM Electrolyzers. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 159, n. 6, p. K165, 2012.

DECOURT, B.; LAJOIE, B.; DEBARRE, R.; SOUPA, O. Hydrogen-Based Energy

Conversion, More Than Storage: System Flexibility. , , n. February, 2014. Disponível em: <www.sbc.slb.com/sbcinstitute.aspx>. .

DEFALQUE, C. M. Estratégias para incorporação das decisões de sequenciamento em um problema integrado de produção de bebidas. **Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Matemática da UNESP**, p. 106p, 2009.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O.; VILLAFÁFILA-ROBLES, R. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112000305>>. .

DIEGUEZ, P.; URSUA, A.; SANCHIS, P.; et al. Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 33, n. 24, p. 7338–7354, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319908012093>>. .

DOE. **Hydrogen Production, Technical Team Roadmap**. 2013a.

DOE. Hydrogen Delivery, Technical Team Roadmap Roadmap. , , n. June, p. 54, 2013b. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/vehicles/downloads/us-drive-hydrogen-delivery-technical-team-roadmap>>. .

DOE. Hydrogen Storage, Technical Team Roadmap. **U.S. Drive, Driving Research and Innovation for Vehicle Efficiency and Energy Sustainability**, , n. June, 2013c.

DOE. 2014 Electrolytic Hydrogen Production Workshop Summary Report. **U.S Department Of Energy**, 2014a. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/fcto_2014_electrolytic_hydrogen_production_workshop_summary_report.pdf>. .

DOE. Hydrogen Transmission and Distribution Workshop Summary Report. **U.S Department Of Energy**, , n. July, 2014b.

DOE. Hydrogen Delivery. **Fuel Cell Technologies; Office Multi-Year Research, Development and Demonstration Plant**, p. 37–54, 2015a.

DOE. 3.1 Hydrogen Production. **Fuel Cell Technologies Office Multi-Year Research, Development and Demonstration Plant**, 2015b. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year->

research-development-and-22>. .

DOE. Hydrogen Storage. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>>. Acesso em: 1/3/2016.

DOUBEK, G. **Desenvolvimento de sistemas catalíticos não suportados para células a combustível de membrana polimérica de temperatura elevada de operação**, 2013. USP. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-28112013-143424/>>. .

EBBESEN, S. D.; JENSEN, S. H.; HAUCH, A.; MOGENSEN, M. B. High temperature electrolysis in alkaline cells, solid proton conducting cells, and solid oxide cells. **Chemical Reviews**, v. 114, n. 21, p. 10697–10734, 2014.

EERE. Module 1: Hydrogen Properties. **Hydrogen Fuel Cell Engines**, 2001. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf>. .

EIA. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. **US Department of Energy**, , n. April, p. 1–201, 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf>. .

ELA, E.; KIRBY, B.; LANNOYE, E.; et al. Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies. **IEEE PES General Meeting, PES 2010**, p. 1–8, 2010.

ELGOWAINY, A.; HAN, J.; WARD, J.; et al. Cradle-to-Grave Lifecycle Analysis of U.S. Light-Duty Vehicle-Fuel Pathways: A Greenhouse Gas Emissions and Economic Assessment of Current (2015) and Future (2025-2030) Technologies. **Argonne National Laboratory**, 2016. Disponível em: <<https://greet.es.anl.gov/files/c2g-2016-report>>. .

EPE. Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico: Nota Técnica DEA 15/13. , 2013. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/20130925_1.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/20130925_1.pdf)>. .

EPE. Boletim Trimestral da Energia Eólica - Junho de 2014. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil) (EPE)**, p. 2–5, 2014a.

EPE. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. , 2014b.

EPE. Balanço energético nacional 2015: Ano Base 2014. , 2015a. Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. .

EPE. Plano Decenal de Energia 2024. **Empresa de Pesquisa Energética**, p. 467, 2015b. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório Final do PDE 2024.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf)>. .

EPE. Preços Médios de Referência dos Combustíveis Vinculados ao CVU das Usinas Termelétricas. **Informe Técnico - Leilão A-1 de 2015**, , n. Figura 2, p. 1–5, 2015c.

EPE. Boletim Trimestral da Energia Eólica - Janeiro de 2016. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil) (EPE)**, p. 2–5, 2016a.

EPE. Acompanhamento das Medições Anemométricas. Disponível em: <<https://sistemas.epe.gov.br/AMADVP/>>. .

FAZLOLLAHI, S.; MARÉCHAL, F. Multi-objective, multi-period optimization of biomass conversion technologies using evolutionary algorithms and mixed integer linear programming (MILP). **Applied Thermal Engineering**, v. 50, n. 2, p. 1504–1513, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.11.035>>. .

FINE, S.; KUMARASWAMY, K. Policies for Accommodating Higher Penetration Of Variable Energy Resources: US Outlook and Perspectives. In: L. E. Jones (Ed.); **Renewable Energy Integration: Practical Management Of Variability, Uncertainty And Flexibility in Power Grids**. p.19–25, 2014. Elsevier Inc.

FUNGARO, D. A.; BRETT, C. M. A. Eletrodos modificados com polímeros perfluorados e sulfonados: Aplicações em análises ambientais. **Química Nova**, v. 23, n. 6, p. 805–811, 2000.

GAHLEITNER, G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 5, p. 2039–2061, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>>. .

GANDÍA, L. M.; ARZAMENDI, G.; DIÉGUEZ, P. M. **Renewable Hydrogen Technologies: Production, Purification, Storage, Applications and Safety**. Amsterdam: Elsevier B.V., 2013.

GÁRDOS, I.; FURST, R. D.; GOMES, P.; BIANCO, A. Large scale integration of renewable sources in the Brazilian bulk power system. **CIGRÉ Brasil**, 2010.

GE ENERGY. GE WindInertia Fact Sheet. , 2009. Disponível em: <http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf>. .

GENOVESE, J.; HARG, K.; PASTER, M.; TURNER, J. Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis Independent Review. **Independent Review of the National Renewable Energy Laboratory**, , n. September, p. 51, 2009. Disponível em: <www.hydrogen.energy.gov/pdfs/46676.pdf>. .

GICQUEL, C.; MINOUX, M.; DALLERY, Y. Capacitated lot sizing models: a literature review. , p. 1–23, 2008. Disponível em: <<http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00255830/>>. .

GÖTZ, M.; LEFEBVRE, J.; FRIEDEMANN, M.; et al. Renewable Power-to-Gas : A technological and economic review. **Renewable Energy**, p. 1–20, 2015.

GÖTZ, P.; HENKEL, J.; LENCK, T.; LENZ, K. Negative Electricity Prices : Causes and Effects. **Agora Energiewende**, , n. August, 2014. Disponível em: <http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/Agora_Negative_Electricity_Prices_Web.pdf>. .

GOVERNO-DO-ESTADO-DE-SÃO-PAULO. Atlas Eólico do Estado de São Paulo. , p. 224, 2012.

GUANDALINI, G.; CAMPANARI, S. Wind Power Plant and Power-To-Gas System Coupled With Natural Gas Grid Infrastructure : Techno-Economic Optimization of Operation. **Proceedings of ASME Turbo Expo 2015: Turbine Technical Conference and Exposition**, , n. May 2016, p. 1–11, 2015. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/283792681>>. .

GUANDALINI, G.; CAMPANARI, S.; ROMANO, M. C. Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment. **Applied Energy**, v. 147, p. 117–130, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261915002329>>. .

GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S.; WITZLER, L. .; et al. Análise Estruturada de Mecanismos para Mitigação dos Riscos de Comercialização de Usinas Eólicas Alocadas no Mercado Livre. **XIII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA**, p. 1–11, 2014.

GÜL, T.; KYPREOS, S.; TURTON, H.; BARRETO, L. An energy-economic scenario analysis of alternative fuels for personal transport using the Global Multi-regional MARKAL model (GMM). **Energy**, v. 34, n. 10, p. 1423–1437, 2009.

GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; GARCÍA-DE MARÍA, J. M.; BAIRI, A.; LARAQI, N.

Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 20, p. 8468–8475, 2009.

GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; GUERRERO-HERNÁNDEZ, I. Balancing the grid loads by large scale integration of hydrogen technologies: The case of the Spanish power system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 2, p. 1151–1161, 2012.

GWEC. Global Wind Energy Outlook 2014. **Global Wind Energy Council**, , n. October, p. 1–60, 2014. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf>. .

HAUCH, A.; EBBESEN, S. D.; JENSEN, S. H.; MOGENSEN, M. Solid Oxide Electrolysis Cells: Microstructure and Degradation of the Ni/Yttria-Stabilized Zirconia Electrode. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 155, n. 11, p. B1184, 2008.

HEIER, S. **Grid Integration Of Wind Energy Conversion Systems**. New York, USA: John Wiley & Sons Ltd., 1998.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence**. 2^a ed. Massachussets: MITPress, 1992.

HOSSAIN, M. J.; POTA, H. R.; MAHMUD, M. A; RAMOS, R. A. Investigation of the Impacts of Large-Scale Wind Power Penetration on the Angle and Voltage Stability of Power Systems. **Systems Journal, IEEE**, v. 6, n. 1, p. 76–84, 2012.

IEA. Hydrogen Production and Storage. **Energy**, v. 13, p. 392–392, 2006. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydrogen.pdf>>. .

IEA. Hydrogen Production & Distribution. **IEA Energy Technology Essentials**, , n. 1, p. 3–6, 2007. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/essentials5.pdf>>. .

IEA. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. **Technology Roadmap**, p. 60, 2014. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. .

IEA. **Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells**. Paris, France, 2015a.

IEA. **Projected Costs of Generating Electricity**. 2015b.

IPCC. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. 2011.

IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers. **Intergovernmental Panel on Climate Change**, p. 1–29, 2013. Disponível em: <<http://medcontent.metapress.com/index/A65RM03P4874243N.pdf>>. .

IRENA. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Wind Power. , v. 1, n. 5, p. 64, 2012.

JONES, D. F.; MIRRAZAVI, S. K.; TAMIZ, M. Multi-objective meta-heuristics : An overview of the current state-of-the-art. **European Journal of Operational Research**, v. 137, 2002.

KIM, S.; KORATKAR, N.; KARABACAK, T.; LU, T. M. Water electrolysis activated by Ru nanorod array electrodes. **Applied Physics Letters**, v. 88, n. 26, p. 26–29, 2006.

KIRBY, B.; ELA, E.; MILLIGAN, M. Analyzing the Impact Of Variable Energy Resources On Power System Reserves. In: L. E. Jones (Ed.); **Renewable Energy Integration: Practical Management Of Variability, Uncertainty And Flexibility in Power Grids**. p.83–99, 2014. Elsevier Inc.

KIRBY, B.; MILLIGAN, M.; ELA, E. Providing minute-to-minute regulation from wind plants. **9th Annual International Workshop On Large-Scale Integration Of Wind Power Into Power Systems And Transmission Networks for Offshore Wind Power Plant**, , n. October, 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48971.pdf>>. .

KLELL, M.; ZUSCHROTT, M.; KINDERMANN, H.; REBERNIK, M.; GRAZ, H. Thermodynamics of hydrogen storage. **1st International Symposium on Hydrogen Internal Combustion Engines**, p. 1–26, 2006. Disponível em: <<http://www.hycenta.tugraz.at/Image/Thermodynamics of Hydrogen.pdf>>. .

KÖTTER, E.; SCHNEIDER, L.; SEHNKE, F.; OHNMEISS, K.; SCHRÖER, R. Sensitivities of Power-to-gas Within an Optimised Energy System. **Energy Procedia**, v. 73, p. 190–199, 2015. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610215014381>>. .

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D. Panorama Do Setor De Energia Eólica. **Revista do BNDES**, p. 32, 2013. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/borrach2.pdf>. .

LAGUNA-BERCERO, M. A. Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review. **Journal of Power Sources**, v. 203, p. 4–16, 2012.

LEROY, R. L.; BOWEN, C. T.; LERROY, D. J. The thermodynamics of aqueous water electrolysis. **Electrochemical Society**, 1980.

LI, X.; SABIR, I. Review of bipolar plates in PEM fuel cells: Flow-field designs. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 30, n. 4, p. 359–371, 2005.

LIMA, F. K. A; LUNA, A.; RODRIGUEZ, P.; WATANABE, E. H.; BLAABJERG, F. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 1, p. 118–130, 2010.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos**. 3ª ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2012.

LOPES, J. E. G. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. **Tese de Doutorado da Escola Politécnica/USP**, 2007.

LOZANO-CASTELLÓ, D.; GARCÍA, F. S.; LINARES-SOLANO, Á.; CAZORLA-AMORÓS, D. Chapter 12 - Advances in Hydrogen Storage in Carbon Materials. In: L. M. Gandía; G. Arzamendi; P. M. Diéguez (Eds.); **Renewable Hydrogen Technologies**. p.153–164, 2013. Amsterdam: Elsevier.

LUND, P. D.; LINDGREN, J.; MIKKOLA, J.; SALPAKARI, J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 785–807, 2015. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>>. .

MAHBUB, M. S.; COZZINI, M.; ØSTERGAARD, P. A.; ALBERTI, F. Combining multi-objective evolutionary algorithms and descriptive analytical modelling in energy scenario design. **Applied Energy**, v. 164, p. 140–151, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.042>>. .

MARANGIO, F.; SANTARELLI, M.; CALÌ, M. Theoretical model and experimental analysis of a high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 3, p. 1143–1158, 2009.

MARINI, S.; SALVI, P.; NELLI, P.; et al. Advanced alkaline water electrolysis. **Electrochimica Acta**, v. 82, p. 384–391, 2012. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.electacta.2012.05.011>>. .

MCDONALD, A.; SCHRATTENHOLZER, L. Learning rates for energy technologies . *Energy Policy* Learning rates for energy technologies. , p. 255–261, 2001.

MELAINA, M. .; ANTONIA, O.; PENEV, M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks : A Review of Key Issues Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks : A Review of Key Issues. **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, , n. March, 2013.

MILLER, N. W.; SHAO, M.; VENKATARAMAN, S. California ISO (CAISO) Frequency Response Study. , , n. November, 2011. Disponível em: <<http://www.uwig.org/Report-FrequencyResponseStudy.pdf>>. .

MILLET, P.; GRIGORIEV, S. Chapter 2 - Water Electrolysis Technologies. In: L. M. Gandía; G. Arzamendi; P. M. Diéguez (Eds.); **Renewable Hydrogen Technologies**, 2013. Amsterdam: Elsevier.

MME. Portaria N° 132/2013. **Ministério de Minas e Energia**, p. 1–7, 2013. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões 2013/Portaria MME nº 132-13.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões%202013/Portaria%20MME%20nº%20132-13.pdf)>. .

MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. , 2015. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_94_jan_15+-+Completo.pdf/5955d68b-bb15-4545-9963-bf2e60d1f444>. .

MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. **Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**, v. 109, 2016.

NATERER, G. F.; DINCER, I. **Hydrogen Production from Nuclear Energy**. Londres: Springer, 2013.

NATURALHY EUROPEAN PROJECT. Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst - Final Report. , p. 68, 2010. Disponível em: <www.naturalhy.net>. .

NEWTON, J. Power-To-Gas & Methanation – Pathways To a “ Hydrogen Economy ” Power-To-Gas & Methanation – Pathways To a “ Hydrogen Economy .” , , n. March, p. 12–13, 2014.

NHATCHOU, P. N.; ZAREI, A.; FOX, W. L. J.; EL-SHARKAWY, M. A. Pareto Multiobjective Optimization. In: K. Y. Lee; M. A. El-Sharkawi (Eds.); **Modern Heuristic Optimization Techniques**, 2008. John Wiley & Sons Ltd.

NI, M.; LEUNG, M. K. H.; LEUNG, D. Y. C. Energy and exergy analysis of hydrogen production by solid oxide steam electrolyzer plant. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 32, n. 18, p. 4648–4660, 2007.

NICK, M.; HOHMANN, M.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Optimal location and sizing of distributed storage systems in active distribution networks. **2013 IEEE Grenoble Conference**, p. 1–6, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6652514>>. .

NIEMINEN, J.; DINCER, I.; NATERER, G. Comparative performance analysis of PEM and solid oxide steam electrolyzers. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 35, n. 20, p. 10842–10850, 2010. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.06.005>>. .

NREL. Renewable Electricity Futures Study: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures, Volume 1. **National Renewable Energy Laboratory**, v. 1, p. 280, 2012a.

NREL. Renewable Electricity Futures Study: Renewable Electricity Generation and Storage Technologies, Volume 2. , v. 2, 2012b. Disponível em: <http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/>. .

NREL. Renewable Electricity Futures Study Vol 4: Bulk Electric Power Systems-Operations and Transmissions Planning. , v. 4, 2012c. Disponível em: <http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/>. .

NREL. Power Plant Cycling Costs. , , n. November, 2012d. Disponível em: <<http://wind.nrel.gov/public/wwis/aptechfinalv2.pdf>>. .

NUNES, M. V. A. Avaliação Do Comportamento De Aerogeradores De Velocidade Fixa E Variável Em Redes Elétrica Fracas. **Tese de D.Sc. do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)**, 2003. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/85795/199328.pdf?sequence=1>>. .

ONDA, K.; KYAKUNO, T.; HATTORI, K.; ITO, K. Prediction of production power for high-

pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis. **Journal of Power Sources**, v. 132, n. 1–2, p. 64–70, 2004.

ONS. Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. **Procedimentos de Rede**, v. 1.1, p. 1–34, 2010a. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A75A255D941CC4A5832577A500654C62/\\$file/Submódulo 3.6_Rev_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A75A255D941CC4A5832577A500654C62/$file/Submódulo%203.6_Rev_1.1.pdf?openelement)>. .

ONS. Submódulo 10.6 - Controle da Geração em Operação Normal. **Procedimentos de Rede**, p. 1–16, 2010b. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D57610BF6B36F519832577A500718F21/\\$file/Submódulo 10.6_Rev_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/D57610BF6B36F519832577A500718F21/$file/Submódulo%2010.6_Rev_1.1.pdf?openelement)>. .

ONS. Plano Da Operação Energética 2012 / 2016 - PEN 2012. , 2011. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/PEN2012_VOL1_RELATORIO EXECUTIVO.pdf](http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/PEN2012_VOL1_RELATORIO_EXECUTIVO.pdf)>. .

ONS. Plano da operação energética 2014/2018 - Sumário Executivo. , 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/planejamento_eletrico/mensal/RE-3-0166-2014_PEN2014_SumarioExecutivo.pdf>. .

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica - Dezembro 2015. , 2015a.

ONS. Redução nas Vazões na Bacia do Rio São Francisco em 2014 e 2015. **Reunião Plenária Ordinária do Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco**, p. 1–2, 2015b. Disponível em: <http://cbhsaofrancisco.org.br/?wpfb_dl=2065>. .

ONS. Site da ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 10/3/2016a.

ONS. Histórico da Operação, Geração da Energia. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. .

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica - Janeiro 2016. , 2016c.

ONS. Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2016 (2016-2020). , v. 2016, p. 1–11, 2016d. Disponível em: <http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/carga_pen.aspx>. .

ONS. Programa Mensal de Operação Eletroenergética Para o Mês de Março. , 2016e.

Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/agentes/pmo/NT_0028-207-2016.pdf>. .

PANTUZA JÚNIOR, G. Métodos de otimização multiobjetivo e de simulação aplicados ao problema de planejamento operacional de lavra em minas a céu aberto. **Dissertação M.Sc. do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mineral - Universidade Federal de Ouro Preto**, p. 89, 2011. Disponível em: <http://www.tede.ufop.br/tde_arquivos/15/TDE-2012-03-19T120235Z-723/Publico/PPGEM - Diss - Guido Pantuza Junior.pdf>. .

PASTER, M. D.; AHLUWALIA, R. K.; BERRY, G.; et al. Hydrogen storage technology options for fuel cell vehicles: Well-to-wheel costs, energy efficiencies, and greenhouse gas emissions. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, n. 22, p. 14534–14551, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319911017162>>. .

PLETCHER, D.; LI, X. Prospects for alkaline zero gap water electrolyzers for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, n. 23, p. 15089–15104, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.08.080>>. .

QADRAN, M.; ABEYSEKERA, M.; CHAUDRY, M.; WU, J.; JENKINS, N. Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, n. 17, p. 5763–5775, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915005418>>. .

REITER, G.; LINDORFER, J. Evaluating CO₂ sources for power-to-gas applications – A case study for Austria. **Journal of CO₂ Utilization**, v. 10, p. 40–49, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982015000244>>. .

REN21. **Renewables 2015: Global Status Report**. 2015.

RICCIARDI, O. DE P. **Metais do grupo da platina**. Brasília, Brasil, 2013.

RIZZOTTO, T. C. Contribuição dos Parques Eólicos Para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro. **Dissertação de Mestrado do Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFRJ**, 2016.

ROCHEDO, P. R. R. Análise econômica sob incerteza da captura de carbono em termelétricas a carvão: Retrofitting e Capture-Ready. **Dissertação M. Sc. Do Programa de Planejamento Energético - COPPE/UFRJ**, 2011. Disponível em: <<http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/prochedo.pdf>>. .

ROGNER, H. Hydrogen technologies and the technology learning curve. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 23, n. 9, p. 833–840, 1998.

ROSETO, C. J. C. Análise de Um Sistema de Geração Composto Por Turbinas Eólica e Submarina. **Dissertação M. Sc. Do Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFRJ**, 2014. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2014112801.pdf>>. .

ROTHLEDER, M.; LOUHAN, C. Case Study - Renewable Integration: Flexibility Requirement, Potential Overgeneration, and Frequency Response Challenges. In: L. E. Jones (Ed.); **Renewable Energy Integration: Practical Management Of Variability, Uncertainty And Flexibility in Power Grids**. p.67–79, 2014. Elsevier Ltd.

ROY, A.; WATSON, S.; INFELD, D. Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 31, n. 14, p. 1964–1979, 2006.

SAKAI, T.; MATSUSHITA, S.; MATSUMOTO, H.; et al. Intermediate temperature steam electrolysis using strontium zirconate-based protonic conductors. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 1, p. 56–63, 2009. International Association for Hydrogen Energy. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.011>>. .

SALES, W. DE S. Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica. **Tese de D.Sc da Universidade Federal de Itajubá/UNIFEI**, 2009.

SAMSATLI, S.; SAMSATLI, N. J. A general spatio-temporal model of energy systems with a detailed account of transport and storage. **Computers and Chemical Engineering**, v. 80, p. 155–176, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.05.019>>. .

SAMSATLI, S.; STAFFELL, I.; SAMSATLI, N. J. Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 1, p. 447–475, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.10.032>>. .

SANTOS, D. M. F.; SEQUEIRA, C. A. C. Hydrogen Production By Alkaline Water Electrolysis. **Quim. Nova**, v. 36, n. 8, p. 1176–1193, 2013.

SCHAFFER, J. D. Multiple Objective Optimization With Vector Evaluated Genetic Algorithm.

Proceedings Of The 1st International Conference on Genetic Algorithms. **Anais...** , 1985.

SCHALENBACH, M.; CARMO, M.; FRITZ, D. L.; MERGEL, J.; STOLTEN, D. Pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 35, p. 14921–14933, 2013.

SCHIEBAHN, S.; GRUBE, T.; ROBINIUS, M.; et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, n. 12, p. 4285–4294, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915001913>>. .

SCHILLER, G.; ANSAR, A.; LANG, M.; PATZ, O. High temperature water electrolysis using metal supported solid oxide electrolyser cells (SOEC). **Journal of Applied Electrochemistry**, v. 39, n. 2, p. 293–301, 2009.

SIEMENS. Kick-off for world's largest electrolysis system in Mainz. Disponível em: <<http://www.siemens.com/press/en/feature/2014/corporate/2014-05-energiepark-mainz.php>>.

.

SILVA, A. F. DA; MARINS, F. A. S. Revisão da literatura sobre modelos de Programação por Metas determinística e sob incerteza. **Produção**, p. 92–112, 2014.

SILVA, E. P. DA. Capítulo 8 - Energia a Partir do Uso de Hidrogênio. In: M. T. Tolmasquim (Ed.); **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. p.379–424, 2003. Rio de Janeiro: CENERGIA.

SIMÕES, M. D. DE P.; GOMES, L. L. Decisão de Sazonalização de Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica No Brasil Através da Otimização da Medida Ômega. **Revista Eletrônica de Administração**, v. 17, n. 68, p. 181–203, 2011.

SINGH, S.; JAIN, S.; PS, V.; et al. Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 623–633, 2015. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115006127>>. .

SOUZA, M. DE M. V. M. **Tecnologia do Hidrogênio**. Rio de Janeiro, RJ: Synergia - FAPERJ, 2009.

STAMBOULI, A. B.; TRAVERSA, E. Solid oxide fuel cells (SOFCs): A review of an environmentally clean and efficient source of energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 6, n. 5, p. 433–455, 2002.

STRBAC, G.; AUNEDI, M.; PUDJANTO, D.; et al. Strategic Assessment of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future Report for. **Imperial College London - Report for Carbon Trust**, , n. June, p. 1–99, 2012.

SUN, H.; LIU, J.; WEN, J.; et al. Participation of large-scale wind power generation in power system frequency regulation. **Chinese Science Bulletin**, v. 58, n. 36, p. 4557–4565, 2013. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s11434-013-6094-6>>. .

TARNOWSKI, G. C.; SORENSEN, P. E.; OSTERGAARD, J.; KJAER, P. C. **Coordinated Frequency Control Of Wind Turbines In Power Systems with High Wind Power Penetration** Technical University Of Denmark, 2012. Technical University of Denmark. Disponível em: <http://orbit.dtu.dk/files/75259610/gctarnowski_thesis1.pdf>. .

TICONA, W. G. C. Algoritmos evolutivos multi-objetivo para a reconstrução de árvores logenéticas. **Tese de Doutorado do Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da USP-São Carlos**, 2008. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/55/55134/tde-02042008-142554/pt-br.php>>. .

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar e Oceânica**. Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

URSUA, A.; GANDIA, L. M.; SANCHIS, P. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. 2, p. 410–426, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5898382>. .

VANDEWALLE, J. **Natural gas in the energy transition - Technical challenges and opportunities of natural gas and its infrastructure as a flexibility-providing resource**. 2014.

VANDEWALLE, J.; BRUNINX, K.; D'HAESELEER, W. Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions. **Energy Conversion and Management**, v. 94, p. 28–39, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415000424>>. .

VELDHUIZEN, D. A. VAN; LAMONT, G. B. Multiobjective Evolutionary Algorithms : Analyzing the State-of-the-Art. **Evolutionary Computation**, v. 8, n. 2, p. 125–147, 2000.

VEZIROĞLU, T. N.; ŞAHİN, S. 21st Century's energy: Hydrogen energy system. **Energy Conversion and Management**, v. 49, n. 7, p. 1820–1831, 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890407004281>>. .

VILCHEZ, E.; STENZEL, J. Impact of renewable energy generation technologies on the power quality of the electrical power systems. **Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on**, v. 5, p. 1–4, 2013.

WALKER, S. B.; FOWLER, M.; AHMADI, L. Comparative life cycle assessment of power-to-gas generation of hydrogen with a dynamic emissions factor for fuel cell vehicles. **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 62–73, 2015. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X15300153>>. .

WIND, J.; SPÄH, R.; KAISER, W.; BÖHM, G. Metallic bipolar plates for PEM fuel cells. **Journal of Power Sources**, v. 105, n. 2, p. 256–260, 2002.

WINTER, C. J. Hydrogen energy - Abundant, efficient, clean: A debate over the energy-system-of-change. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 34, n. 14 SUPPL. 1, p. 1–52, 2009.

WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. **Power Conversion and Control Of Wind Energy Systems**. Hoboken, New Jersey: IEEE Press, 2011.

ZENG, K.; ZHANG, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 36, n. 3, p. 307–326, 2010. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>>. .

ZITZLER, E.; DEB, K.; THIELE, L. Comparison of Multiobjective Evolutionary Algorithms : Empirical Results. **Evolutionary Computation**, , n. 2, p. 173–195, 2000.

ZWAAN, B. C. C. VAN DER; SCHOOTS, K.; RIVERA-TINOCO, R.; VERBONG, G. P. J. The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation. **Applied Energy**, v. 88, n. 11, p. 3821–3831, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.019>>. .

ANEXO I: MAPA DO POTENCIAL ÉOLICO BRASILEIRO

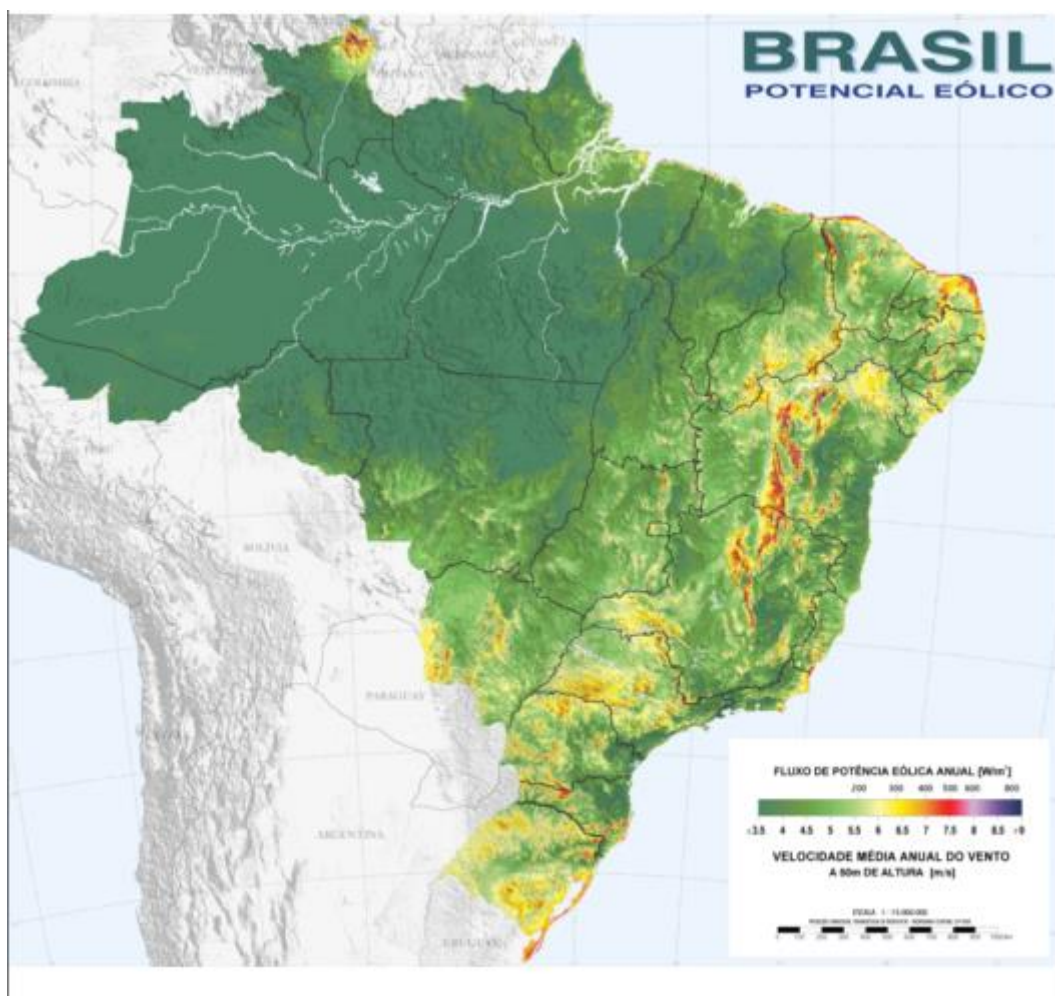


Figura Anexo 1 - Mapa do potencial eólico brasileiro

Fonte: CEPEL, 2001

ANEXO II: PERFIL HORÁRIO DA VELOCIDADE DOS VENTOS – LITORAL NORDESTE E BAHIA

Ceará

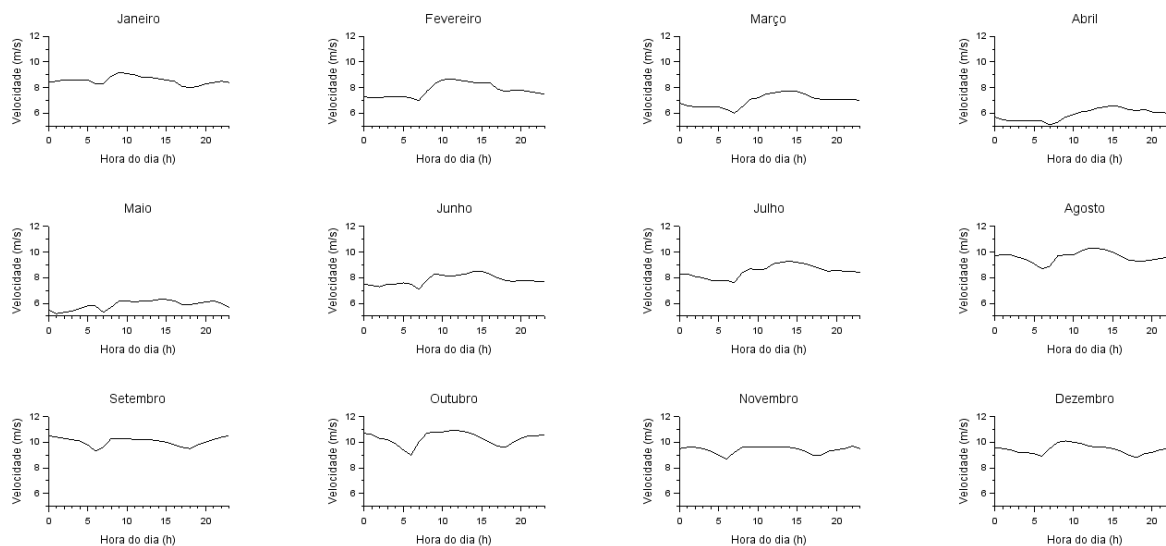


Figura Anexo 2 - Perfil horário de velocidade dos ventos no estado do Ceará em 2014

Figura A.II.1 –Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2016b

Rio Grande do Norte

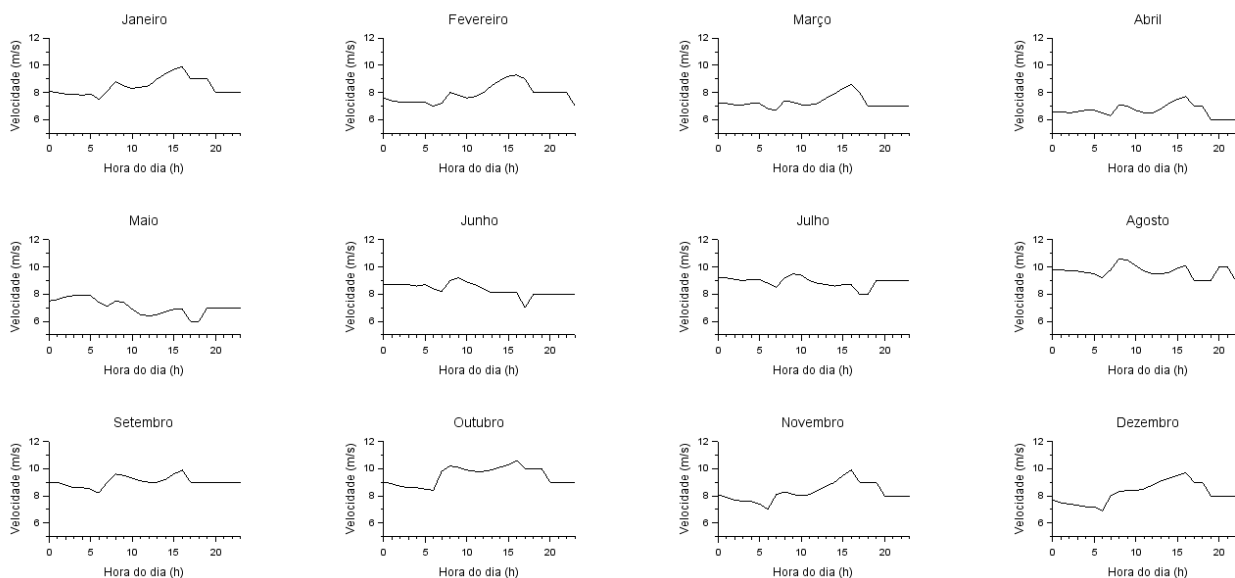


Figura Anexo 3 - Perfil horário de velocidade dos ventos no estado do Rio Grande do Norte em 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2016b

Litoral Nordeste

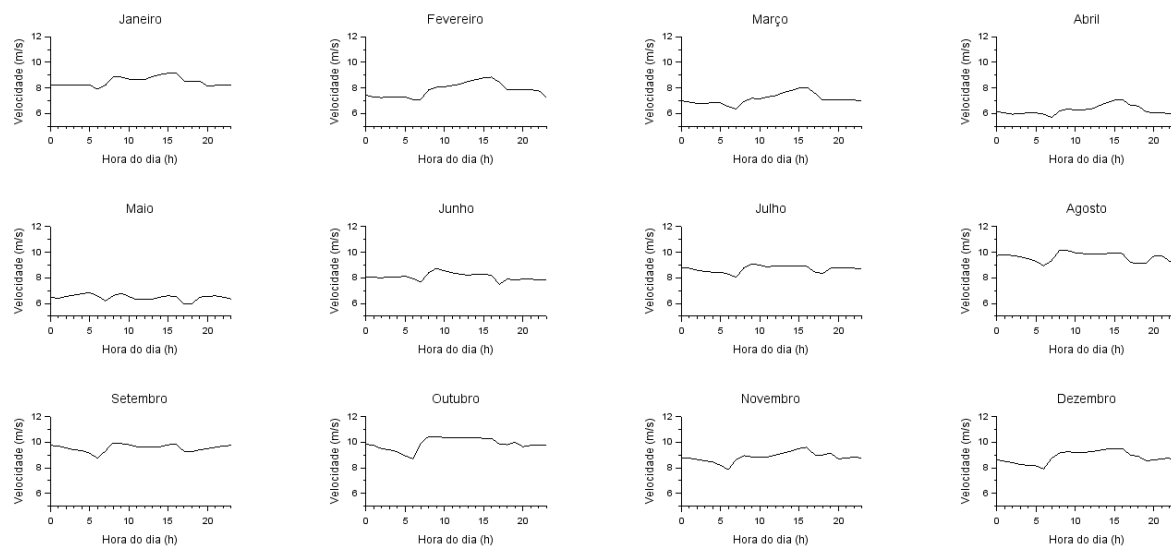


Figura Anexo 4 - Perfil horário de velocidade dos ventos na região Litoral Nordeste

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2016b

Bahia

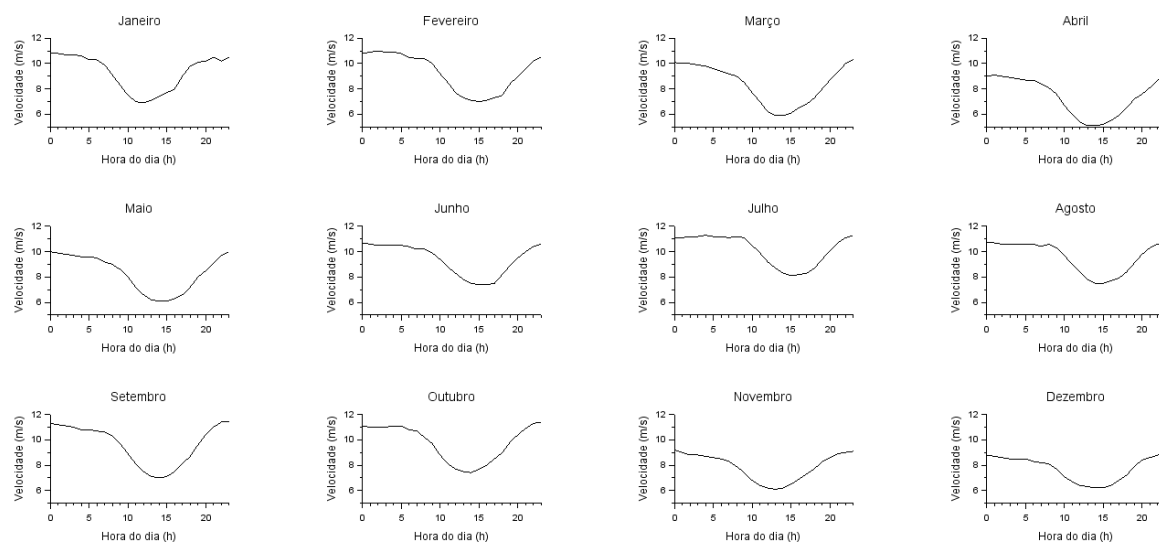


Figura Anexo 5 - Perfil horário de velocidade dos ventos no estado da Bahia

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE, 2016b

ANEXO III: DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A distribuição de Weibull é modelo probabilístico comumente utilizado para descrever a distribuição de frequência da velocidade do vento⁷². Sua função densidade de probabilidade para uma distribuição biparamétrica é definida pela Eq. A.1:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad \text{Eq. A. 1}$$

A função de distribuição acumulada ou cumulativa correspondente é dada pela Eq. A.2:

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad \text{Eq. A. 2}$$

A função de densidade de probabilidade deve representar de forma razoável o histograma de frequência de medição das velocidades e a função cumulativa a probabilidade da velocidade ser menor que o parâmetro de entrada v . Em ambas as equações, o parâmetro c é denominado fator de escala com dimensão equivalente à da velocidade do vento. O fator de forma (k) é adimensional e maiores valores de k indicam maior constância dos ventos, com menor ocorrência de ventos extremos. Valores típicos anuais de k oscilam entre 2 e 3 (CEPEL, 2001). Ambos os fatores estão relacionados através da Eq. A.3, sendo $\bar{v}$ a velocidade média e Γ a função Gama. Esta equação deriva por definição do valor $\bar{v}$ esperado do vento dado por:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad \text{Eq. A. 3}$$

Expressando em termos da distribuição de Weibull, a densidade de potência eólica pode ser definida pela Eq. A.4.

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (W/m^2) \quad \text{Eq. A. 4}$$

A Figura Anexo 6 presente no *Atlas Eólico de Minas Gerais* (CEMIG, 2010) apresenta o impacto da variação do fator de forma k na curva da função densidade de probabilidade da distribuição. A imagem evidencia o fato de que o aumento de k reduz a ocorrência de medições

⁷² A distribuição de Rayleigh também é largamente utilizada, tratando-se de uma forma especial da distribuição de Weibull com $k=2$.

extremas. A análise foi realizada utilizando fator de escala constante igual a 8,0 m/s. A Tabela Anexo 1 apresenta o valor da função Gama para diversos valores de k .

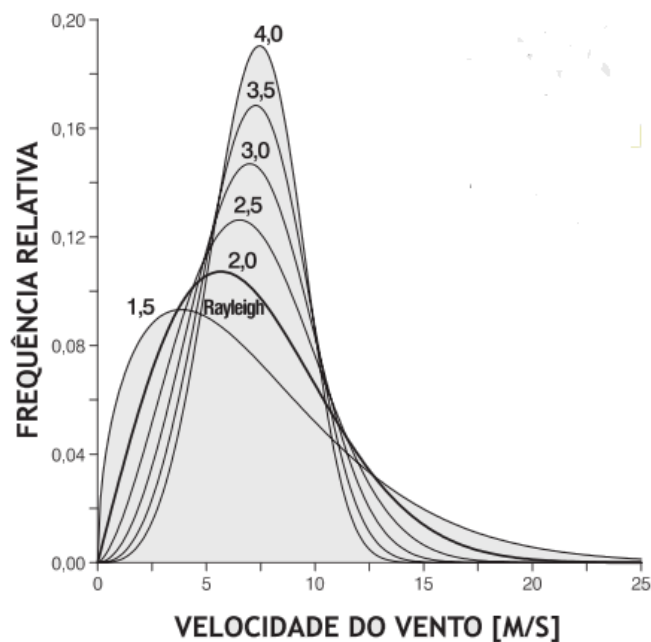


Figura Anexo 6 - Distribuição de Weibull para diferentes parâmetros de forma k

Fonte: CEMIG, 2010

Tabela Anexo 1 - Valor da função Gama para diferentes valores de k

K	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	k	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$
1,6	0,896574	2,5	0,887264
1,7	0,892245	2,6	0,888210
1,8	0,889287	2,7	0,889283
1,9	0,887363	2,8	0,890451
2,0	0,866227	2,9	0,891690
2,1	0,885694	3,0	0,892980
2,2	0,885625	3,5	0,899747
2,3	0,885915	4,0	0,906402
2,4	0,886482	5,0	0,918169

Fonte: CEMIG, 2010

ANEXO IV: DADOS DE ENTRADA TÉCNICO-ECONÔMICOS DE DIVERSAS FONTES DE GERAÇÃO

Tabela Anexo 2 - Dados de entrada do HOMER para as diversas opções tecnológicas

Eólica	
<i>Custo de Capital (US\$/MW)</i>	1810,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/MW)</i>	1267,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	41,6 ^a
<i>Custo de Combustível (\$/kg)</i>	-
<i>Eficiência Energética (%)</i>	-
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	-
Hidrelétrica	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	1589,0 ^b
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	1112,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	52,3 ^a
<i>Custo de Combustível (\$/kg)</i>	-
<i>Eficiência Energética (%)</i>	-
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	-
Carvão Mineral	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	2300,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	1610,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	24,3 ^a
<i>Custo de Combustível (\$/kg)</i>	0,08 ^c
<i>Eficiência Energética (%)</i>	33,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	65,0 ^d
Gás Natural - CA	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	450,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	315,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	7,3 ^e
<i>Custo de Combustível (\$/MMBTU)</i>	4,56 ^f
<i>Eficiência Energética (%)</i>	30,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	50,0 ^d
Gás Natural - CC	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	1190,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	833,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	13,0 ^a
<i>Custo de Combustível (\$/MMBTU)</i>	4,56 ^f
<i>Eficiência Energética (%)</i>	50,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	80,0 ^d
Óleo Diesel	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	1000,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	700,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	-

<i>Custo de Combustível (US\$/L)</i>	1,08 ^g
<i>Eficiência Energética (%)</i>	25,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	30,0
Óleo Combustível	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	1070,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	749,0
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	-
<i>Custo de Combustível</i>	0,31 ^c
<i>Eficiência Energética (%)</i>	30,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	30,0
Biomassa	
<i>Custo de Capital (US\$/kW)</i>	2885,0 ^a
<i>Custo de Reposição (US\$/kW)</i>	2019,5
<i>O&M Fixo (US\$/kW)</i>	-
<i>Custo de Combustível</i>	-
<i>Eficiência Energética (%)</i>	21,0
<i>Mínima Carga Parcial de Operação (%)</i>	68,0

Fonte: ^a (BORBA, 2012); ^b (IEA, 2015b); ^c (EPE, 2015c); ^d (NREL, 2012d); ^e (EIA, 2013); ^f (MME, 2015); ^g (EPE, 2015a).

ANEXO IV: ALGORITMOS GENÉTICOS

Técnicas tradicionais de otimização iniciam com uma única solução candidata e realizam procedimentos de busca iterativos aplicando heurísticas estáticas. A abordagem a partir de Algoritmos Genéticos permite a utilização de diversas soluções candidatas presentes no espaço das soluções de maneira simultânea e adaptativa. O campo da computação evolucionária permite uma modelagem precisa dos problemas de otimização, embora nem sempre há garantia de que sempre irá encontrar a solução ótima em termos matemáticos. Os GAs são comumente utilizados para a solução de problemas de otimização combinatória que envolvem um grande número de soluções viáveis e oferece uma alternativa às técnicas tradicionais de enumeração (e.g. planos cortantes, *branch and bound*, programação dinâmica, etc). Outras técnicas heurísticas de destaque são o resfriamento simulado (*simulated annealing*), busca tabu e otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization*) (ALVES e FALCÃO, 2008).

Algoritmos genéticos usam modelos computacionais probabilísticos para emular processos de evolução (bioinspirados) observados por Charles Um dos trabalhos seminais para o desenvolvimento de tal heurística bioinspirada para problemas matemáticos é o de HOLLAND (1992), cientista e psicólogo da Universidade de Michigan. Os GAs são técnicas heurísticas de otimização global e baseiam-se principalmente no conceito da seleção natural: características hereditárias mais favoráveis tornam-se mais comuns nas gerações posteriores de uma população que se reproduz de maneira sexuada e características desfavoráveis tendem a desaparecer. A seleção natural age sobre o fenótipo de indivíduo, ou seja, em suas características observáveis. Destarte, indivíduos que apresentam certo tipo de fenótipo que age no sentido de melhor adaptação ao ambiente que vivem tendem a persistir em uma população *vis-à-vis* alguns fenótipos de menor adequabilidade. Se tal fenótipo pode ser representado geneticamente, os genótipos associados a certas destas características observáveis em seres mais aptos terá sua frequência ampliada nas próximas gerações de indivíduos (LINDEN, 2012).

O gene constitui uma sequência específica de ácidos nucléicos e carrega uma informação associada à uma característica do indivíduo, e.g. um código distinto para a produção ou não de determinada proteína. O cromossomo é formado por um conjunto de genes e são responsáveis por carregar toda a informação que as células necessitam para seu crescimento,

desenvolvimento e reprodução. No campo dos GAs, o cromossomo é equivalente à um indivíduo da população.

Na utilização de técnicas computacionais, cada indivíduo é uma potencial solução para o problema de otimização e tipicamente codificado como uma *string* de tamanho fixo de valores binários de maneira análoga à um cromossomo verdadeiro. Após a formação randômica ou heurística de uma população, o algoritmo aplica sobre a população de maneira sequencial e iterativa três operadores básicos: **seleção**, **crossover (reprodução)** e **mutação**. Logo, ao fim de cada iteração, há a formação de uma nova geração de indivíduos onde há de se esperar o aumento da proporção de boas soluções (ALVES e FALCÃO, 2008).

Para problemas de otimização em larga escala, a população inicial pode incorporar conhecimentos prévios acerca das soluções, restringindo o tamanho do espaço de busca do algoritmo. Todavia, tal procedimento não deve impor limitações muito drásticas à diversidade da população, uma vez que isto pode levar à uma convergência prematura à um ponto em que não é necessariamente o ponto ótimo do problema. Valores típicos para o tamanho inicial da população variam entre 30 e 200 e geralmente é uma função do tamanho do cromossomo utilizado (ALVES e FALCÃO, 2008).

A execução de uma iteração de um algoritmo genético ocorre em duas etapas. Inicia-se aplicando o operação de seleção sobre uma população inicial para a criação de uma população intermediária. Em seguida, aplica-se sobre tal população intermediária os operadores de mutação e *crossover* para criação da próxima geração de possíveis soluções. Apesar de muita ênfase ser dada à estes três operadores, ALVES e FALCÃO (2008) destacam que os aspectos mais importantes para a formação adequada de um problema solucionável por GA são a função de adequabilidade (*fitness function*) e esquema de codificação das soluções, já que estes aspectos são dependentes do tipo de problema e promovem aderência do processo iterativo com o problema real a ser avaliado.

A explicação original de como GAs constituem um método de busca robusto recai sobre a teoria de amostragem de hiperplanos (*hyperplane sampling*). Assumindo um problema cujo as soluções estão codificadas em 3 bits. O espaço de busca pode ser representado por um cubo com um seus vértices na origem 000. Por exemplo, a face superior do cubo pode conter todas as soluções na forma *1*, sendo * tipicamente denotado por *wildcard* e pode assumir os valores de 0 ou 1. Uma *string* que contém o *wildcard* é referida como um *schema* e pode ser observado como um hiperplano representando um conjunto de soluções com propriedades comuns.

A verdadeira adequabilidade de um hiperplano corresponde a adequabilidade média de todas as *strings* contidas naquele hiperplano. Os algoritmos genéticos utilizam a população como uma amostra para realizar estimativas da adequabilidade daquela partição promovida pelo hiperplano. Após a população inicial, os conjuntos de novas *strings* formadas são enviesados na direção das regiões que contém indivíduos com adequabilidade superior à média de amostragens prévias, ou seja, fazendo com que o desempenho médio das populações melhore com o passar das gerações. No intuito de realizar uma busca sólida sobre todo o espaço de busca, os operadores de mutação e *crossover* geram novos pontos de amostragem.

Dentre as vantagens encontradas por algoritmos genéticos em detrimento a outros métodos de busca enumerativos, LINDEN (2012) destaca:

- i. Característica paralela: mantém uma população de potenciais soluções que são avaliadas simultaneamente, sendo indicados para a solução de problemas com grande espaço de busca;
- ii. Característica pseudo-aleatória e probabilística (com a utilização de operadores genéticos) não utilizando apenas informação local, tendendo a não chegar a respostas de máximo local;
- iii. Não são totalmente aleatórios, pois utilizam as informações dos indivíduos da população atual para gerar indivíduos provavelmente mais aptos para a próxima geração. Utilizam a seleção para alcançar áreas potencialmente promissoras e o cruzamento para combiná-las de forma a gerar soluções de melhor qualidade;
- iv. Não utilizam derivadas em seu algoritmo básico e não afetados por função descontínua. Logo, são indicados para a solução de problemas com alta complexidade numérica.

FUNÇÃO ADEQUABILIDADE

A função adequabilidade (FA) ou função de avaliação (*fitness function*) é o método utilizado pelo algoritmo genético para determinar o potencial de qualidade de indivíduo dentro de uma população. A função de avaliação é o principal vínculo entre o problema real e a abordagem abstrata matemática do processo de otimização, devendo ser devidamente construída para obtenção de bons resultados.

A FA transforma a medida de desempenho de um indivíduo em uma alocação de oportunidades de reprodução desse indivíduo inserido em certa população, ou seja, o seu valor de *fitness* é obtido de forma comparativa em relação aos outros indivíduos. Após a codificação das possíveis soluções, cada cromossomo é avaliado e recebe um valor próprio de *fitness* que irá nortear o processo de seleção e formação da nova geração (ALVES e FALCÃO, 2008).

No começo do processo iterativo de busca, o valor obtido para a função de avaliação dos diversos indivíduos são geralmente distribuídos aleatoriamente e com largas amplitudes de variação ao longo do espaço de busca. Uma vez que o mecanismo de busca evolui, a variância dos valores de adequabilidade dos indivíduos vai se reduzido ao passo que a população converge e valores em particular para cada tipo de gene começam a dominar. ALVES e FALCÃO (2008) elencam alguns problemas que podem ser enfrentados na construção de uma função de avaliação adequada:

- i. Dependência em relação ao fato de o problema ser de minimização ou maximização;
- ii. A função de avaliação pode alterar de maneira dinâmica ao longo da evolução do algoritmo genético;
- iii. A avaliação de um indivíduo em uma função de adequabilidade pode ser custosa computacionalmente que somente aproximações do valor de *fitness* podem ser realizadas;
- iv. A função de avaliação deve resultar em valores bastante diferentes para os diversos indivíduos de uma população de forma que possa facilitar o trabalho dos operadores de seleção;
- v. Deve considerar as restrições do problema;
- vi. Pode incorporar diferentes subobjetivos.

POPULAÇÃO

A população inicial de indivíduos de um algoritmo genético pode ser gerada de forma aleatória e em alguns casos de forma direcionada. Gerando-se de forma aleatória, o GA pode a teoricamente cobrir todo o espaço de busca, sendo mais fácil encontrar a solução ótima global do problema. Um dos métodos para avaliar o nível de diversidade de uma população é a partir da análise dos valores médios da função de avaliação (*fmed*) em comparação com o indivíduo

que apresenta o maior *fitness* (f_{max}) da amostra. Se o valor médio encontra-se perto do valor máximo, então a população apresenta baixa diversidade, o que poderá inibir a procura de novos pontos no espaço de busca e incorrer em problemas de convergência prematura ou término lento (LINDEN, 2012).

OPERADOR DE SELEÇÃO

O processo de seleção constitui na escolha dos indivíduos que irão atuar como “pais” da próxima geração e simula o mecanismo natural proposto por Darwin. Logo, aqueles indivíduos que possuem maior aptidão de acordo com a função de avaliação do GA terão maior probabilidade de reproduzir do aqueles que tiverem baixa qualidade da função adequabilidade.

É importante que mesmo indivíduos com baixo valor de *fitness* constituam a próxima geração de maneira que se preserve a diversidade do material genético e também pelo fato de que tais indivíduos possam possuir algumas características em seus cromossomos não presente em outros indivíduos e que podem levar uma solução ótima global. A extinção desses indivíduos pode incorrer em soluções subótimas e convergência prematura (LINDEN, 2012).

Um dos métodos mais simples e mais utilizados para o processo de seleção é o da roleta. Inicialmente os indivíduos são avaliados e recebem um valor de *fitness*. Após isso, são somados todos os valores de avaliação dos indivíduos da população e cada cromossomo recebe um valor na roleta equivalente ao percentual da sua nota de avaliação em relação ao somatório total. Logo após a alocação das probabilidades dos indivíduos serem escolhidos como pais, a roleta é girada quantas vezes for necessário para formação da próxima geração. A Figura Anexo 7 apresenta um exemplo do método da roleta. É possível observar que indivíduos com elevado valor de *fitness* (Indivíduo 5) tenderão a ser muito mais selecionados que indivíduos mal avaliados.

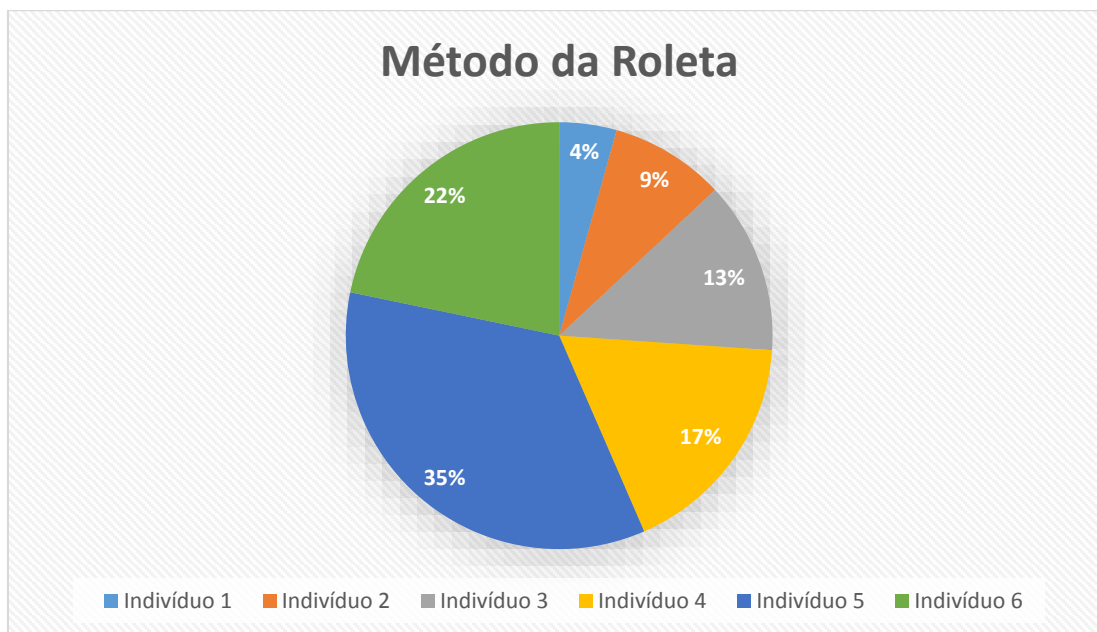


Figura Anexo 7 – Ilustração do método de seleção da roleta

Fonte: Elaboração própria

Outro método comumente utilizado é o método do torneio que consiste na escolha de um conjunto de indivíduos de uma população e fazer com que compitam entre si, de forma que o cromossomo vencedor será aquele com maior avaliação. Tipicamente, o número de participantes do torneio é igual a 2, mas não há uma regra estabelecida em relação a isso. LINDEN (2012) pondera que quanto maior o número de participantes de um torneio, maior será a perda de diversidade para a próxima geração. O sorteio de participantes do torneio se dá de forma aleatória, não favorecendo àqueles com seres mais aptos. Para que indivíduos muito bons não prevaleçam devido à possibilidade de não serem escolhidos para o torneio, se torna importante a adoção de técnicas de elitismo que serão apresentadas a seguir.

ALVES e FALCÃO (2008) destacam outros métodos de seleção como o proporcional, *Ranking*, truncada e *Stochastic Universal Sampling*.

OPERADOR DE CRUZAMENTO (CROSSOVER)

O operador de cruzamento é bastante controverso devido sua natureza disruptiva, uma vez que divide a informação contida nos genes de um cromossomo. O GA mais tradicional

utiliza o cruzamento em um único ponto onde cada um dos pais tem seu código genético clivado em duas partes e recombinações entre si. As posições dos *bits* dentro do *schema* definem a tendência destes *bits* permanecerem unidos após a aplicação do operador *crossover*. A Figura Anexo 8 ilustra a operação de cruzamento em um único ponto de indivíduos. Se um indivíduo possui n genes, haverá $n-1$ possíveis pontos de corte (LINDEN, 2012).

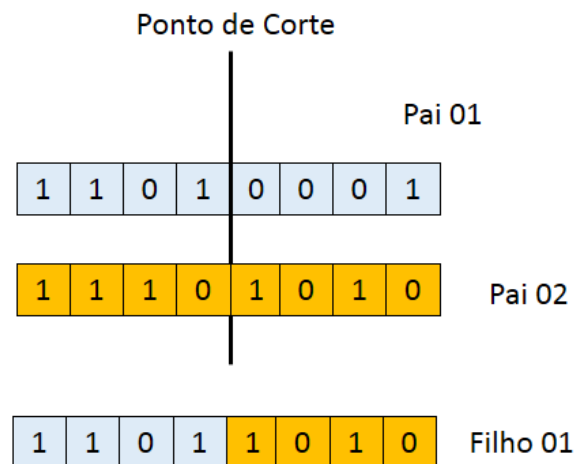


Figura Anexo 8 - Ilustração de operação de cruzamento em um único ponto

Fonte: Elaboração própria

Em adição à operação relatada acima, também foi desenvolvido o método de *crossover* em dois pontos, sendo o funcionamento similar e só difere do fato de que há dois pontos de corte. Desta forma, o primeiro filho irá absorver parte do material genético do primeiro pai que está fora do segmento delimitado pelos dois pontos de corte e a parte interior do material genético em relação ao segundo pai. Um grande número de pontos de corte pode dificultar a convergência do algoritmo.

Há também o cruzamento uniforme que se beneficia do fato de levar em consideração o ordenamento dos genes no cromossomo. O procedimento resume-se a: uma vez escolhido os pais, é sorteado para cada gene do cromossomo a possibilidade de receber o gene proveniente do Pai 01 ou Pai 02. Caso o valor sorteado seja 0, o filho recebe o gene do primeiro pai. Caso o valor sorteado seja 1, o filho recebe o gene do segundo pai (ALVES e FALCÃO, 2008).

OPERADOR DE MUTAÇÃO

O operador de mutação é responsável por manter a diversidade no material genético da população alterando os valores dos genes de forma aleatória, inserindo novas características na população e restaurando possível material genético perdido na evolução do algoritmo (LINDEN, 2012). A probabilidade de mutação de um indivíduo na população é tipicamente baixa, na ordem de 0,01 – 0,05%.

O operador de mutação é mais importante no processo final de convergência do algoritmo quando a maioria dos indivíduos apresentam qualidades similares. Uma probabilidade de mutação que varia dinamicamente com o avanço sequencial das gerações é de suma importância para a construção de um bom algoritmo (ALVES e FALCÃO, 2008).

ELITISMO

Mecanismo que proporciona ao algoritmo genético manter os melhores indivíduos de uma geração para a próxima sem sofrer alteração de suas características uma vez que não irá ser expostos aos operadores de cruzamento e mutação. Este procedimento tende direcionar a busca exploratória nas regiões que concentram os melhores indivíduos (LINDEN, 2012).

No caso do algoritmo multiobjetivo, não existe somente uma solução mais qualificada que a outra e sim um conjunto de soluções dominantes (melhor se aproxima do conjunto Pareto-Ótimo) cujo tamanho pode crescer de acordo com o número de objetivos do problema ou com o tamanho da instância do problema. Tal fato exige que seja necessário a determinação de critérios para a escolha das soluções de elite que serão adicionados na população seguinte (ARROYO, 2002).

NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM II

O algoritmo utilizado nesta dissertação é baseado no *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA II) proposto por DEB et al. (2002) como uma evolução do algoritmo NSGA. O algoritmo preserva os melhores indivíduos ao combinar a população atual com a

população anterior baseando-se em uma ordenação elitista por dominância (*Pareto Ranking*) (DEB et al., 2002).

O procedimento de ordenação consiste em classificar os indivíduos S de um conjunto I em diversos níveis $N_{i_1}, N_{i_2}, N_{i_3}, \dots, N_{i_d}$ de acordo com o grau de dominância de tais indivíduos, sendo d o número de níveis N_i de dominância. Sendo assim, o nível N_{i_1} contém os indivíduos dominantes de todo conjunto I . O nível N_{i_2} possui os indivíduos dominantes de $I - N_{i_1}$, N_{i_3} contém os indivíduos dominantes de $I - (N_{i_1} \cup N_{i_2})$ e assim por diante. O quadro abaixo apresenta o algoritmo o procedimento *fast non dominated sorting*. A cada indivíduo (solução) S , do conjunto de soluções I associa-se dois valores N_{dS} e I_{dS} :

- I_{dS} : conjunto de indivíduos que são dominados pelo indivíduo S ;
- N_{dS} : número de indivíduos que dominam o indivíduo S .

Pseudo-código: *Fast Non Dominated Sorting* (I)

Sejam $S \in I$ e $p \in I$;

Para cada S faça

$I_{dS} = \emptyset$;

$N_{dS} = 0$;

para cada p faça

se S domina p então

$I_{dS} = I_{dS} \cup \{p\}$;

fim se

se p domina S então

$N_{dS} = N_{dS} + 1$;

fim se

fim para

se $N_{dS} = 0$ então

$N_{i_1} = N_{i_1} \cup \{S\}$;

fim se

fim para

$d=1$;

enquanto $N_{i_d} \neq \emptyset$ faça

$aux = \emptyset$;

para cada $S \in N_{i_d}$ faça

para cada $p \in I_{dS}$ faça

$N_{dP} = N_{dP} + 1$;

se $N_{dP} = 0$ então

$Aux = aux \cup \{p\}$;

fim se

fim para

fim para

$d = d + 1$;

$N_{iD} = aux$;

fim enquanto

Retorne $N_{i_1}, N_{i_2}, \dots, N_{i_3}$

Após a ordenação ser completada, o algoritmo calcula a distância de multidão (*crowding distance*). Este conceito consiste na média da distância de dois indivíduos adjacentes de cada indivíduo da população para todos os objetivos. Este mecanismo dá prioridade aos indivíduos mais espalhados quanto à distribuição dentro do conjunto solução, garantindo que o conjunto de indivíduos encontrado seja o mais próximo do conjunto Pareto-Ótimo e a diversidade das soluções (DEB et al., 2002).

O NSGA-II adota o método de seleção por torneio e o valor de *fitness* de cada indivíduo é calculado considerando a fronteira N_{ID} a qual pertence o valor da distância de multidão $dist_s$. O indivíduo selecionado será aquele que possuir o menor valor de aptidão de forma que o indivíduo S será escolhido se S possui um valor de *fitness* menor que do indivíduo p . Se ambos os indivíduos possuem o mesmo valor de acordo com a função de avaliação, será escolhido o indivíduo com maior distância de multidão (DEB et al., 2002).

De forma geral, o procedimento adotado pelo NSGA – II pode ser resumido como (DEB et al., 2002):

- i. Definição de uma população inicial P_0 com NS indivíduos;
- ii. Ordenação dos indivíduos de acordo com o algoritmo fast nondominated sorting;
- iii. Formação de uma nova população G a partir dos operadores genéticos tradicionais;
- iv. Formação de uma geração formada pelos indivíduos mais aptos da união entre P e G (método elitista);
- v. Repetição do processo até que se alcance o número máximo de gerações ou outro critério de parada definido pelo analista.

O quadro abaixo apresenta o pseudo-código do *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II*.

Pseudo-código: *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II*

$G_0 \leftarrow \emptyset$;

Criação de uma população inicial P_0 ;

Criação de G_0 a partir de aplicação de operadores genéticos tradicionais;

Para $g = 0$ até MAX_{ger} faça

Ordena $R_g = P_g \cup G_g$;

$d = d + 1$;

enquanto $|P_{g+1} + N_{i_d}| \leq NS$ faça

Calcule a distância de multidão N_{i_d} ;

$P_{g+1} = P_{g+1} \cup N_{i_d}$;

$d = d + 1$;

fim enquanto

Calcule a distância de multidão para N_{i_d} ;

Classifique N_{i_d} ;

Copie as primeiras $NS - |P_{g+1}|$ soluções de N_{i_d} ;

Gere a nova população G_{g+1} aplicando os operadores genéticos em P_{g+1} ;

fim para

Retorne P_{final}