Tiago Forti da Silva

DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO PARA AVALIAR A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Bauru
2014

Tiago Forti da Silva

DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO PARA AVALIAR A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Estadual Paulista UNESP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Bauru
2014

Silva, Tiago Forti.
Desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para avaliar a expansão da transmissão de energia / Tiago Forti da Silva, 2014
80 f.

Orientador: André Nunes de Souza

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2014

1. Planejamento do sistema elétrico. 2. Linhas de transmissão. 3. Algoritmos genéticos. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS DE BAURU
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE TIAGO FORTI DA SILVA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.

Aos 03 dias do mês de julho do ano de 2014, às 14:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da Faculdade de Engenharia de Bauru, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. GERALDO FRANCISCO BURANI do(a) Instituto de Eletrotécnica e Energia / Universidade de São Paulo/EPUSP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de TIAGO FORTI DA SILVA, intitulado "DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO PARA AVALIAR A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA". Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA

Prof. Dr. PEDRO DA COSTA JUNIOR

Prof. Dr. GERALDO FRANCISCO BURANI

Tiago Forti da Silva

DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO PARA AVALIAR A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Estadual Paulista UNESP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. André Nunes de Souza

Bauru

2014

Dedicatória

Muitas pessoas passaram pela minha vida e contribuíram de alguma forma para me transformar em quem eu sou hoje, e se não fosse por elas, eu não teria motivo para escrever essa dedicatória. Esse trabalho é dedicado a todos vocês. Como não posso enumerar todos aqui, gostaria de destacar algumas pessoas em especial.

Meus pais, Helena e Valdnei, por todo o apoio e incentivo que uma pessoa poderia receber, e por me acharem o melhor dos engenheiros.

Minha avó Dirce, por todos os cafés depois de passar o dia no laboratório.

Minha namorada Lídia, por todos os momentos especiais, e por compartilhar minha aversão por erva-doce.

Meus companheiros de Aikido, Vinícius, Junia, Pedro, Bruna e Guilherme, por tornarem essa minha estadia na Unesp muito mais enriquecedora, além de divertida.

Minha amiga Margareth, por todas as horas que passamos conversando pela Unesp.

Meu professor Luiz Adriano, por toda a confiança depositada em mim ao longo de todos esses anos.

Agradecimentos

Gostaria de deixar registrado aqui os meus agradecimentos a todas as pessoas que colaboraram comigo diretamente para a realização desse trabalho, seja dando opiniões, debatendo resultados, verificando códigos, revisando textos, ou de tantas outras formas. Cada um de vocês merece parte do mérito por tudo o que foi feito, em especial, gostaria de mencionar.

Prof. Dr. André Nunes de Souza, pela sua orientação ao longo do mestrado, e principalmente, pela amizade e companheirismo que sempre apresentou.

Todos os meus companheiros do Laboratório LSISPOTI, por todos os dias que passamos debatendo ideias, resolvendo problemas, ou simplesmente conversando banalidades.

Meu amigo Caio Ramos, que me deu tantos conselhos e opiniões que merecia ser incluído como co-orientador da minha dissertação.

O Projeto ELECON, que me proporcionou uma das maiores experiências da minha vida, além de tornar possível conhecer muitas pessoas especiais.

O "gajo"Filipe Fernandes, por toda sua hospitalidade e por tudo que passamos juntos nesses últimos tempos.

O Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da FEB, por toda a estrutura e suporte que sempre me forneceram.

O CNPq, por todo o incentivo e suporte financeiro para a realização dessa pesquisa.

Resumo

O sistema de transmissão é responsável por conectar os geradores de energia aos consumidores de forma segura e confiável, sendo necessária sua constante ampliação para conseguir transportar as crescentes quantidades de energia elétrica. Nesta dissertação é realizada uma análise da situação atual e do processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro, assim como um estudo de caso sobre as modificações necessárias para a conexão da Usina de Belo Monte.

Uma ferramenta de otimização da expansão do sistema de transmissão foi desenvolvida, utilizando o método de modelagem do fluxo de carga linearizado e os algoritmos genéticos como técnica de solução, tendo como objetivo a simulação do impacto de diferentes cenários no custo da expansão da transmissão.

A ferramenta proposta foi utilizada para simular os efeitos da presença de geração distribuída na expansão de um sistema de transmissão fictício, onde foi constatado uma clara tendência de queda no investimento necessário para expansão do sistema de transmissão em resposta a índices crescentes de geração distribuída.

Palavras-chave: Planejamento do Sistema Elétrico. Linhas de Transmissão. Algoritmos Genéticos.

Abstract

The transmission system is responsible for connecting the power generators to consumers safely and reliably. Its constant expansion is necessary to fit the transportation of increasing amounts of electricity . In this dissertation an analysis of the current configuration and the process of planning the expansion of the Brazilian transmission system is provided.

A tool to optimize the expansion of the transmission system was developed using the the linearized load flow modeling method and genetic algorithms. This tool was created to simulate the impact of different scenarios on the cost of transmission expansion planning.

The proposed tool was used to simulate the effects of the presence of distributed generation in the expansion of a fictitious transmission system, where it was found a clear downward trend in the total investment required for expansion of the transmission system as a function of the increasing levels of distributed generation.
Keywords: Power System Planning. Transmission Lines. Genetic Algorithms.

Sumário

Lista de Abreviaturas e Siglas viii

Lista de Símbolos ix

Lista de Figuras x

Lista de Tabelas xii

1 Introdução 1
- 1.1 Motivação 1
- 1.2 Objetivos 2
- 1.3 Contribuições 2
- 1.4 Organização do Trabalho 2

2 Sistema Elétrico Brasileiro 3
- 2.1 Considerações Iniciais 3
- 2.2 Parque Gerador Nacional 3
- 2.3 Sistema de Transmissão Brasileiro 3
- 2.4 Regiões do SIN 5
  - 2.4.1 Subsistema Centro-Oeste 5
  - 2.4.2 Sudeste 6
  - 2.4.3 Subsistema Nordeste 6
  - 2.4.4 Subsistema Norte 7
  - 2.4.5 Subsistema Sul 7
- 2.5 Integração com Outros Países 7
- 2.6 Considerações Finais 8

3 Expansão do Sistema Elétrico 9
- 3.1 Considerações Iniciais 9
- 3.2 Crescimento do Parque Gerador 9
- 3.3 Expansão da Transmissão 15
  - 3.3.1 Ampliação Prevista do SIN 16
  - 3.3.2 Integração de Belo Monte 18

3.3.3 Conexão das usinas da bacia do Teles Pires 18
3.3.4 Interligações Regionais 19
3.3.5 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão 23
3.4 Eficiência Energética 24
3.4.1 Setor Industrial 26
3.4.2 Setor Residencial 26
3.4.3 Setor Comercial 28
3.4.4 Outros Setores 28
3.5 Análise Socioambiental 28
3.5.1 Geração Hidrelétrica 29
3.5.2 Energia Eólica, Bioeletricidade e PCHs 32
3.5.3 Transmissão de Energia Elétrica 34
3.6 Considerações Finais 35

4 Ferramenta Desenvolvida 37
4.1 Considerações Iniciais 37
4.2 Introdução 37
4.3 Ferramenta Desenvolvida 38
4.4 Fluxo de Carga CC 39
4.4.1 Linearização 40
4.4.2 Formulação Matricial 41
4.5 Modelagem da Expansão 42
4.6 Algoritmos Genéticos 44
4.6.1 Vantagens dos Algoritmos Genéticos 44
4.6.2 Fundamentação dos Algoritmos Genéticos 45
4.7 Funcionamento do Algoritmo Proposto 46
4.8 Considerações Finais 47

5 Experimentos Realizados 48
5.1 Considerações Iniciais 48
5.2 Validação da Ferramenta 48
5.3 Experimentos Realizados 51
5.3.1 Introdução 52
5.3.2 Sistema de Transmissão Utilizado 52
5.3.3 Cenário 1 53
5.3.4 Cenário 2 55
5.3.5 Cenário 3 56
5.4 Resultados Obtidos 57
5.5 Considerações Finais 58

6 Conclusões **59**
6.1 Considerações Finais 59
6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros 59
6.3 Trabalhos Publicados 60
6.3.1 Trabalhos no Tema 60
6.3.2 Outros Trabalhos 60

Referências Bibliográficas **62**

Lista de Abreviaturas e Siglas

APCB	Área Prioritária Para a Conservação da Biodiversidade;
APP	Área de Preservação Ambiental;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
AHE	Aproveitamento Hidroelétrico;
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
DC	*Direct Current* Corrente Contínua;
DIT	Demais Instalações da Transmissão;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
GA	*Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético);
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*;
LP	Licença Prévia;
MCM	1000 *Circular Mils* (Milésimos de Polegada Circulares);
MME	Ministério de Minas e Energia;
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem;
PCH	Pequena Central Hidroelétrica;
PDE	Plano Decenal da Expansão de Energia;
PDEE	Plano Decena de Expansão do Sistema Elétrico;
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica;
SE	Sub-Estação;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SGET	Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão;
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão;
TI	Terras Indígenas;
UC	Unidades de Conservação;
UHE	Usina Hidroelétrica;
UM	Unidades Monetárias.

Lista de Símbolos

B'	Matriz de admitância nodal;
c_{ij}	Custo de novos circuitos entre duas barras genéricas i e j;
d	Demandas ativas nas barras do sistema de transmissão;
f	Fluxos de potência entre as barras do sistema de transmissão;
f_{ij}	Fluxo entre duas barras genéricas i e j;
g	Gerações ativas nas barras do sistema de transmissão;
k	Barra genérica qualquer do sistema de transmissão;
n_{ij}^0	Número de circuitos iniciais entre duas barras genéricas i e j;
n_{ij}	Número de circuitos novos entre duas barras genéricas i e j;
P	Vetor das injeções líquidas de potência ativa;
P_{km}	Fluxo de potência ativa entre duas barras genéricas k e m;
S	Matriz de ligações entre as barras do sistema de transmissão;
v	Função objetivo do processo de otimização;
x_{km}	Reatância da linha entre duas barras genéricas k e m;
Γ	Conjunto de barras do sistema de transmissão;
γ_{ij}	Susceptância entre duas barras genéricas i e j;
θ	Vetor dos ângulos das tensões nodais;
θ_{km}	Abertura angular entre duas barras genéricas k e m;
θ_i	Ângulo de fase da barra genérica i;
θ_j	Ângulo de fase da barra genérica j;
Ω	Conjunto de trajetos possíveis para expansão do sistema de transmissão.

Lista de Figuras

2.1 Capacidade Instalada do SIN (MW) em 31/12/2011 4
2.2 Sistema Interligado Nacional - 2013 5
2.3 Interligações entre as Regiões do SIN 6

3.1 Evolução anual da carga no SIN 10
3.2 Evolução da Capacidade Instalada do SIN 11
3.3 Evolução da capacidade instalada do SIN por tipo de fonte (MW) 12
3.4 Geração térmica anual (GWmed) 13
3.5 Empreendimentos eólicos habilitados desde 2009 13
3.6 Situação das PCHs com outorga da ANEEL 14
3.7 Participação das fontes no SIN 15
3.8 Investimentos anuais em linhas de transmissão 17
3.9 Investimentos anuais em subestações 17
3.10 Investimentos em linhas de transmissão por classe de tensão 18
3.11 Investimentos em subestações por classe de tensão 18
3.12 Sistema de transmissão das usinas do Rio Teles Pires 19
3.13 Reforços na interligação Norte - Sudeste 20
3.14 Reforços da Interligação Norte - Nordeste 21
3.15 Interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste 22
3.16 Interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste 23
3.17 Distribuição da TUST de Geração para o ano 2013 24
3.18 TUST média de carga 24
3.19 Localização da usinas hidrelétricas planejadas 30
3.20 Avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas 31
3.21 Impactos e benefícios das UHE 32
3.22 Localização das fontes renováveis entre 2011 a 2013 33
3.23 Linhas de transmissão planejadas até 2021 34

4.1 Ferramenta de otimização da transmissão 38
4.2 Conceito da teoria da evolução 45
4.3 Funcionamento do Algoritmo Desenvolvido 46

5.1 Configuração inicial do circuito de testes 49
5.2 Circuito de 6 barras - Configuração Final 50
5.3 Solução proposta para o circuito de 06 barras 50
5.4 Evolução do custo para o circuito de 06 barras 51
5.5 Circuito de 46 barras 53
5.6 Solução proposta para o Circuito de 46 barras 54
5.7 Evolução do custo no primeiro cenário 55
5.8 Solução Proposta para o segundo cenário 56
5.9 Evolução do custo no segundo cenário 56
5.10 Solução Proposta para o terceiro cenário 57
5.11 Evolução do custo no terceiro cenário 57

Lista de Tabelas

2.1 Interligações com outros países 8

3.1 Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh) 10
3.2 Consumo de eletricidade por subsistema do SIN (GWh) 11
3.3 Estimativa de investimentos em geração de energia 16
3.4 Expansão do SIN - Linhas de transmissão (km) 17
3.5 Expansão do SIN - Transformação (MVA) 17
3.6 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão Médias 23
3.7 Indicadores de eficiência energética 25
3.8 Consumo de energia e eficiência energética (GWh) 26
3.9 Setor industrial: consumo e eficiência energética 26
3.10 Aumento da eficiência dos eletrodomésticos 27
3.11 Setor residencial: consumo e eficiência energética 27
3.12 Setor comercial: consumo e intensidade elétrica 28
3.13 Outros setores: consumo e eficiência energética 28
3.14 Área ocupada pelas LTs (faixa de servidão) 35
3.15 Interferências em áreas de interesse socioambiental, km^2 36

5.1 Valores de Geração e Consumo - Circuito de 06 barras 49
5.2 Propriedades das Linhas de Transmissão 49
5.3 Estado Final do Sistema de Transmissão 51
5.4 Valores de Geração e Consumo - Circuito de 46 barras 54
5.5 Resumo dos Resultados Obtidos 58

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

O sistema de transmissão consiste no conjunto de cabos e equipamentos, utilizados para transportar a energia elétrica do local onde ela é produzida até os centros de carga. No Brasil, existem cerca de 1.190 linhas de transmissão, com tensões entre 230 kV e 765 kV, que somadas totalizam mais de 100 mil km de extensão [1].

A capacidade instalada brasileira deve elevar-se de 111 GW existentes no final de 2011, para 145 GW em 2016 [2]. Por sua vez, o consumo de energia também está crescendo, atingindo a marca de 448.293 GWh em 2012 [3]. Para conseguir transportar a crescente demanda de energia, os sistemas de transmissão têm que serem constantemente ampliados, o que no Brasil é feito de forma atrelada à expansão do parque gerador pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) [4]. Para o período 2012 - 2021, por exemplo, está prevista a construção de 47.732 km de novas linhas de transmissão, o que representa um investimento da ordem de R$ 55,8 bilhões, sendo R$ 36,3 bilhões em linhas de transmissão e R$ 19,5 bilhões em subestações [5].

O planejamento da expansão do sistema de transmissão consiste em resolver o problema de como expandir o sistema, de forma a ser possível transmitir quantidades crescentes de energia, além de conectar os novos geradores ao sistema, e garantir que as cargas ainda não interligadas possam ser atendidas de forma segura e confiável. Em tal planejamento são realizados estudos técnicos, econômicos, ambientais e de cunho social, visando contemplar todos os enfoques possíveis que envolvem obras desse porte [6].

Recentemente, a geração distribuída (GD) tem sido alvo de grande interesse, apresentando vantagens como menor índice de perdas, devido a proximidade com as cargas, e impacto ambiental reduzido. Apesar da GD no Brasil ainda ser uma perspectiva para o futuro, é interessante analisar qual o seu impacto no planejamento da expansão do sistema de transmissão.

1.2 Objetivos

Nessa dissertação, foi analisada a situação atual do sistema de transmissão brasileiro, suas características e particularidades, e como é realizado o planejamento da sua expansão, sendo apresentado um estudo de caso sobre as ampliações necessárias para a interligação da usina de Belo Monte ao Sistema Interligado Nacional.

Uma ferramenta de otimização da expansão da transmissão foi desenvolvida, visando estudar o impacto de diferentes cenários no custo do planejamento da transmissão. Para avaliar o desempenho da ferramenta desenvolvida, a mesma é usada para simular o impacto de diferentes níveis de geração distribuída no custo do planejamento da expansão de um sistema de transmissão fictício.

1.3 Contribuições

Essa dissertação apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta para a otimização da expansão do sistema de transmissão, que é abrangente, simples e de fácil implementação. Tal ferramenta tem como objetivo facilitar a realização de testes envolvendo a expansão da transmissão, auxiliando na análise do impacto de diferentes fatores no custo da sua ampliação.

Essa ferramenta deve ser utilizada nas fases preliminares de estudo, onde, em muitos casos, nem todas as informações são conhecidas, ou é necessário analisar diversas alternativas, possibilitando reduzir a quantidade de opções que serão estudadas nas etapas seguintes do planejamento.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 1: Apresentação da motivação e dos objetivos do trabalho;
- Capítulo 2: Análise da situação atual do sistema de transmissão brasileiro;
- Capítulo 3: Abordagem da metodologia de planejamento da expansão do SIN;
- Capítulo 4: Realização de um estudo de caso sobre a Usina de Belo Monte e seu impacto no SIN;
- Capítulo 5: Apresentação da ferramenta de teste desenvolvida;
- Capítulo 6: Simulação do impacto da geração distribuída no custo do planejamento da transmissão; e
- Capítulo 7: Realização de um balanço dos resultados obtidos nesse trabalho.

Capítulo 2

Sistema Elétrico Brasileiro

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo é feita uma breve introdução sobre o sistema elétrico brasileiro, iniciando com algumas informações sobre a geração de energia no Brasil na Seção 2.2. Na Seção 2.3 é feita uma revisão sobre o estado atual da transmissão e suas características. Na Seção 2.4 são analisadas as regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN) são analisadas na Seção, e na Seção 2.5 e abordada a conexão do Brasil com os outros países.

2.2 Parque Gerador Nacional

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto por 134 usinas hidroelétricas, 93 usinas termoelétricas, 485 pequenas centrais hidroelétricas, 187 usinas a biomassa, 56 usinas eólicas e 1 usina solar, resultando em uma capacidade instalada de 115 GW em 31/12/2011, se considerada a parcela de energia importada de Itaipu, conforme [4] e [5]. Desse total, mais de 80% é proveniente de geração hidroelétrica, complementada principalmente por fontes como gás natural, nuclear, carvão e eólica, como mostrado no gráfico da Figura 2.1. Já as usinas existentes nos sistemas isolados, totalizavam 3,1 GW de capacidade instalada no mesmo período.

2.3 Sistema de Transmissão Brasileiro

Devido a predominância da geração hidráulica, e ao fato de que a maior parte das usinas estão localizadas distantes dos centros consumidores, o Sistema Interligado Nacional (SIN), mostrado na Figura 2.2, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão, resultando em uma gama de linhas de transmissão com tensões entre 230 kV à 750 kV. Como muitas usinas possuem grandes reservatórios, essa interconexão viabiliza as transferências de energia entre subsistemas do SIN geograficamente localizados em diferentes bacias hidrográficas, permitindo que usinas localizadas em uma região do país que se encontra na época do ciclo de chuvas possa fornecer energia para regiões que atravessam a época da seca, reduzindo a probabilidade de déficits de energia, a necessidade de complementação através da

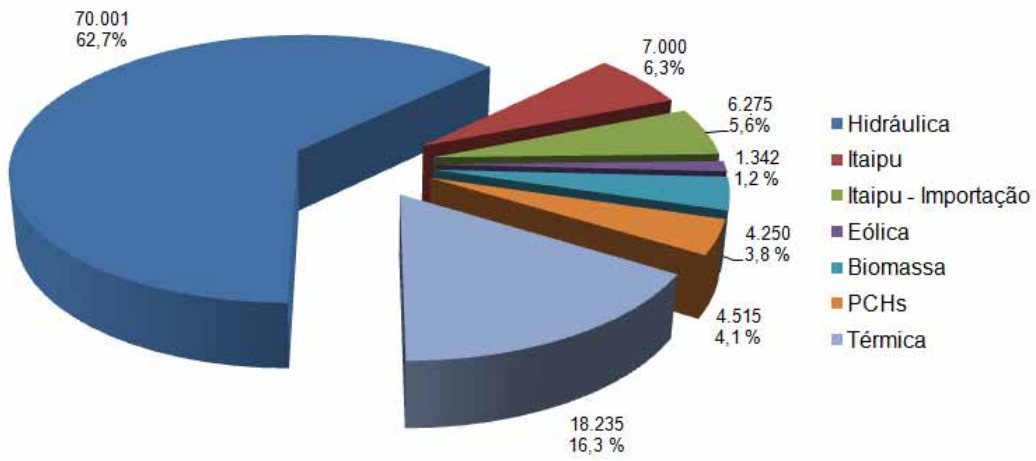

Figura 2.1: Capacidade Instalada do SIN (MW) em 31/12/2011 [2].

geração térmica (mais cara e poluente) e evitando o desperdício de água em casos de precipitações excessivas. Conforme [2], podemos resumir as funções cumpridas pelo SIN como sendo:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga;
- Integração entre os elementos do sistema elétrico visando a estabilidade e confiabilidade da rede;
- Interligação entre os subsistemas de modo a otimizar a geração de energia; e
- Intercâmbio energético com os países vizinhos.

Além da Rede Básica, o sistema também compreende as Demais Instalações de Transmissão - DIT (com tensões inferiores a 230 kV e de propriedade das empresas transmissoras), a rede de distribuição (de propriedade das empresas distribuidoras), e as instalações de uso exclusivo dos geradores [8]. O SIN é subdividido em:

- Sistema Centro-Sudeste;
- Sistema Nordeste;
- Sistema Norte;
- Sistema Sul; e
- Sistemas Isolados.

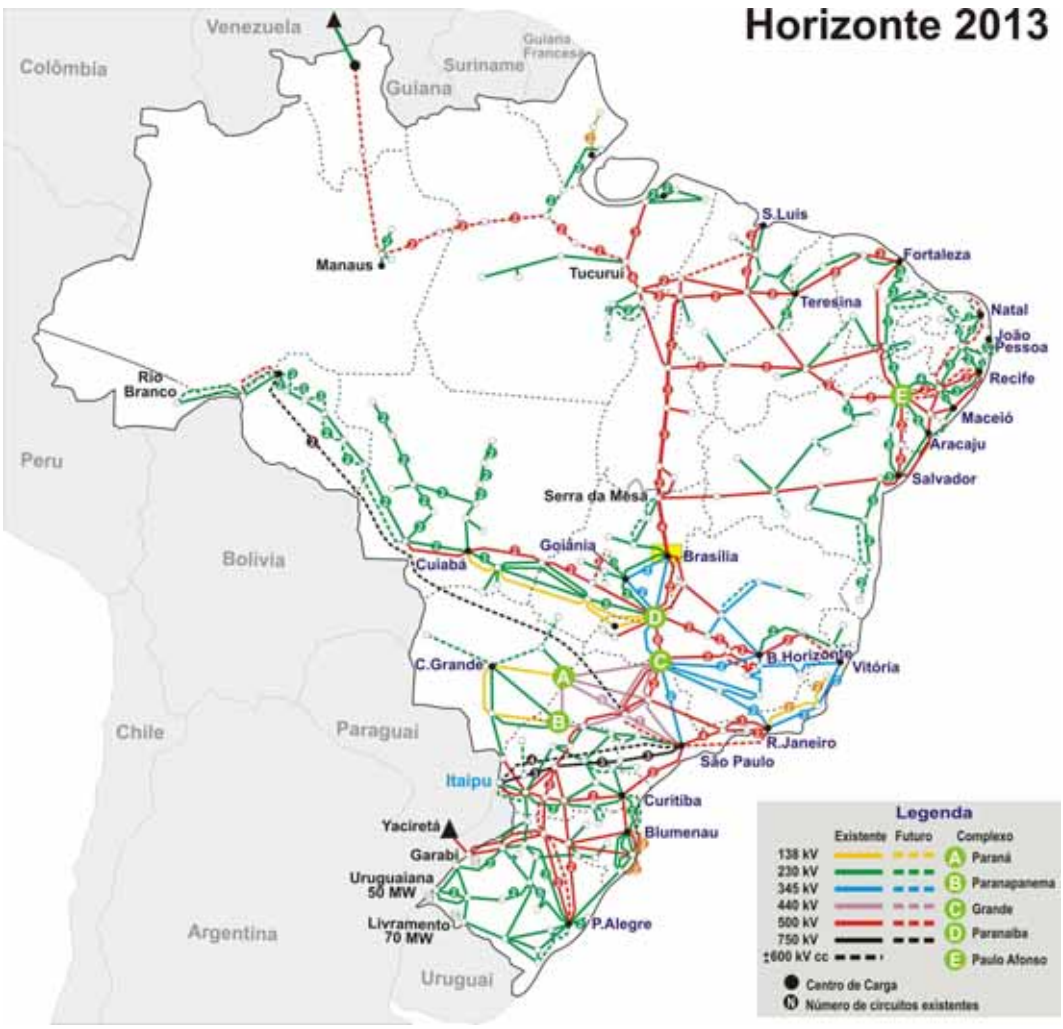

Figura 2.2: Sistema Interligado Nacional - 2013 [7].

Até 1998 o Sistema Elétrico Brasileiro foi constituído pelos Sistemas de Transmissão Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, que funcionavam separadamente até a entrada em operação do primeiro circuito da Interligação Norte-Sul, resultando na configuração apresentada na Figura 2.3. Desde então, tipicamente no primeiro semestre do ano a região Sudeste importa energia da região Norte e exporta para as regiões Sul e Nordeste. Já no segundo semestre do ano, a região Sul é exportadora para o Sudeste e este exportador para o Norte e o Nordeste.

2.4 Regiões do SIN

2.4.1 Subsistema Centro-Oeste

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso e do Distrito Federal, interliga-se desde 2009 aos estados do Acre e Rondônia, constituindo cerca de 7% da carga do Sistema Interligado Nacional. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de Campo Grande, Cuiabá, Goiânia e Brasília.

Figura 2.3: Interligações entre as Regiões do SIN [8].

Com a entrada das UHE Jirau e Santo Antônio, a capacidade instalada da região aumentará significativamente, e o Estado de Rondônia passará para a condição de grande exportador de energia.

2.4.2 Sudeste

A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do Sistema Interligado Nacional [5].

A região Sudeste tem uma capacidade de geração da ordem de 55,2 GW, sendo 38,2 GW de usinas hidrelétricas (69,2%) e 17 GW de usinas térmicas (30,8%), enquanto os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

2.4.3 Subsistema Nordeste

O subsistema Nordeste é composto pelos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, sendo seus maiores centros de consumo Salvador, Recife e Fortaleza. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da interligação Norte - Sudeste/Centro Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através interligação Norte - Nordeste [9].

O sistema da região Nordeste, em dezembro de 2012, contava com uma capacidade instalada da ordem de 20 GW, sendo 11 GW em usinas hidráulicas, 6,8 GW em

térmicas e 2,2 GW em eólicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nos estados da Bahia e Alagoas [5].

2.4.4 Subsistema Norte

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e aos centros industriais existentes no estado do Pará, em Belém e na região de Carajás, além de São Luís, no Maranhão. Esse sistema é suprido quase que integralmente pela energia gerada na UHE Tucuruí e durante o período seco recebe energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul por meio da Interligação Norte - Sudeste/Centro Oeste. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são enviados tanto para a região Nordeste como para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul [10].

O sistema interligado da região Norte, em dezembro de 2012, contava com uma capacidade instalada de cerca de 10,1 GW, sendo 92,5% de geração hidráulica e 7,5% de térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada no estado do Pará. Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é da ordem de 13 GW, sendo 9,7 GW hidráulicas (75%) e 3,3 GW térmicas (25%) [5].

2.4.5 Subsistema Sul

A Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, cumpre um importante papel na integração com os países do Mercosul, destacando-se as interligações com a Argentina, através da Conversora de Garabi (2,1 GW) e da Conversora de Uruguaiana (50 MW), a interligação com o Uruguai, através da Conversora de Rivera (70 MW), e a interligação Copel/Ande através de um conversor de 55 MW.

A maior hidrelétrica da região é Itaipu, que totaliza 14 GW. Metade desta potência (7 GW) é gerada no setor de 50 Hz da usina, sendo cerca de 1 GW entregue a ANDE, no Paraguai, e o restante escoado para o Brasil pelo sistema de corrente contínua e entregue na SE Ibiúna. A outra metade é gerada no setor de 60 Hz da usina e se destina ao atendimento das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

2.5 Integração com Outros Países

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, a configuração atual do SIN contempla interligações do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela, conforme mostrado na tabela 2.1. A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais entre o governo brasileiro e os países sul-americanos visando à integração energética regional.

Atualmente existem estudos sobre aproveitamentos hidrelétricos em parceria com o Peru (7 GW) e Bolívia (800 MW), além de estudos sobre o potencial hidrelétrico da

Tabela 2.1: Interligações com outros países [5]

País	Conexão no Brasil	Conexão no exterior	Tensão	Potência
Argentina	Uruguaiana	Paso de Los Libres	132 kV	50 MW
Argentina	Santo Ângelo/Itá	Garabi	500 kV	2.2 GW
Uruguai	Santana do Livramento	Riviera	230 kV	70 MW
Venezuela	Boa Vista	Macagua	230 kV	200 MW

Guiana que estão sendo realizados em parceria com o Brasil [5].

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo foi feita uma breve introdução sobre o sistema elétrico brasileiro, iniciando com a matriz energética, para em seguida abordar o sistema de transmissão, seus subsistemas, e as conexões com os outros países. No Capítulo 3 será abordado o planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro, necessário para acompanhar a evolução da geração e da demanda de energia.

Capítulo 3

Expansão do Sistema Elétrico

3.1 Considerações Iniciais

O consumo de energia apresenta taxas de crescimento em torno de 4% ao ano, o que motiva a expansão do parque gerador nacional. Para conseguir transportar as quantidades crescentes de energia, o sistema de transmissão precisa ser constantemente ampliado, sendo que no Brasil isso é realizado por meio de estudos realizados pela EPE.

Este capítulo inicia-se com uma breve introdução ao crescimento do parque gerador na Seção 3.2, servindo de base para o planejamento abordado na Seção 3.3. O papel que a eficiência energética apresenta nesse processo é objeto de estudo da Seção 3.4, e os impactos socioambientais causados pelo sistema de transmissão é analisado na Seção 3.5.

3.2 Crescimento do Parque Gerador

O crescimento da energia elétrica faturada no Brasil em 2012 foi de 3,5% segundo dados da EPE divulgados em [3], impulsionado pelo crescimento dos segmentos de comércio e serviços (+7,9%) e residencial (+5,0%), enquanto o setor industrial manteve-se estável. Já o aumento da carga do sistema foi de 4,2%, o que pode ser associado ao fato dos setores comercial e residencial serem atendidos predominantemente em baixa tensão, acarretando um elevado índice de perdas.

O crescimento médio anual da carga do SIN é de aproximadamente 3 GW médios, representando uma taxa média de expansão de 4,3% ao ano. O gráfico da Figura 3.1 apresenta a evolução anual da carga do SIN, distinguindo a participação dos subsistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste e dos estados de Acre e Rondônia em azul (S+SE/CO+AC/RO), representando 2,2 GW (72%), e dos subsistemas Norte e Nordeste, combinados os sistemas isolados de Manaus, Amapá e Boa Vista, em laranja (N+NE+Man/AP/BV), representando 870 MW (28%).

O elevado crescimento na região Norte em 2013 é decorrente da incorporação das cargas dos sistemas elétricos de Macapá e Manaus. A contribuição da carga de

Boa Vista à região Norte é de 91 MWmed no ano 2015, quando está prevista sua interligação ao SIN.

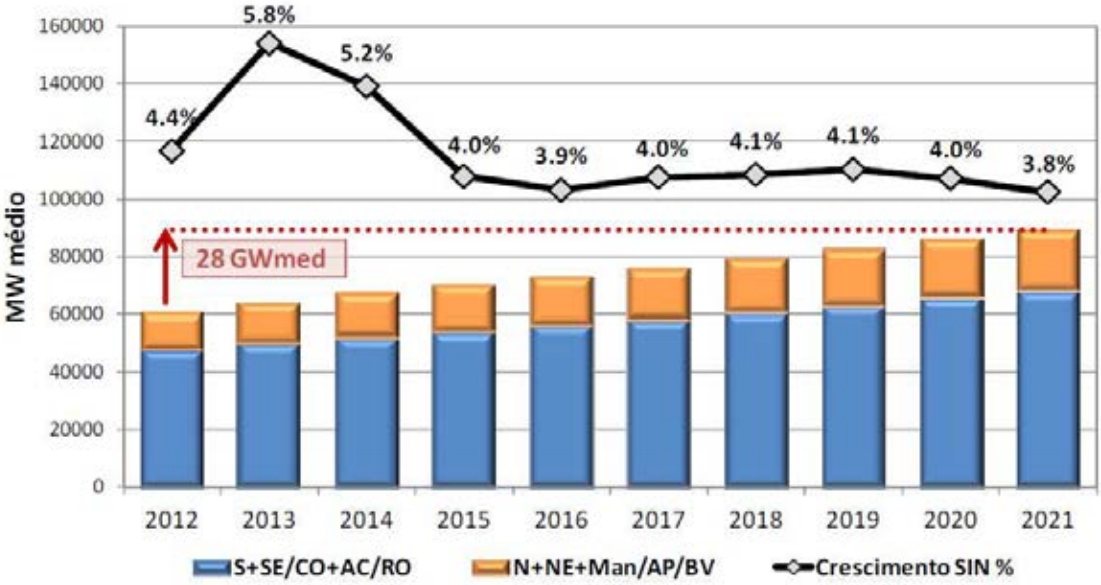

Figura 3.1: Evolução anual da carga no SIN [5].

A Tabela 3.1 apresenta a projeção do consumo de energia elétrica na rede desagregada por classe de consumo. A taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,2% ao ano, atingindo 656 TWh, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial. A indústria reduziu a sua participação no consumo de energia na rede, apresentando taxa de crescimento inferior à média.

Tabela 3.1: Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh) [5]

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Período	**Variação (% a.a.)**				
2011-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

Como pode ser visto na Tabela 3.2, a projeção do consumo por subsistema revela maior crescimento no subsistema Norte, atribuído a instalação de grandes cargas industriais na região e, sobretudo, da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, além do sistema de Boa Vista.

A expansão das capacidades instaladas do SIN é apresentada no gráfico da Figura 3.2, incluindo a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados em Manaus e Amapá. Para efeito de análise, os

Tabela 3.2: Consumo de eletricidade por subsistema do SIN (GWh) [5]

Ano	Subsistemas				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2012	31.720	62.230	273.074	74.988	442.012	7.656	449.668
2016	47.128	74.843	323.414	87.392	532.777	1.764	534.541
2021	57.725	95.087	394.688	106.333	653.833	2.257	656.090
Período	**Variação (% a.a.)**						
2011-2016	9,5	4,6	4,3	3,3	4,6	-24,5	4,3
2016-2021	4,1	4,9	4,1	4,0	4,2	5,1	4,2

sistemas Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV) e Teles Pires/Tapajós (TP) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste.

A região Norte apresenta um aumento expressivo na participação da geração de energia, passando de 10%, no início de 2012, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2021, totalizando 32,7 GW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 59% para 44% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 11,4 GW para o horizonte decenal. A expansão total da potência instalada será de 65,9 GW ao SIN, representando um crescimento de 57%.

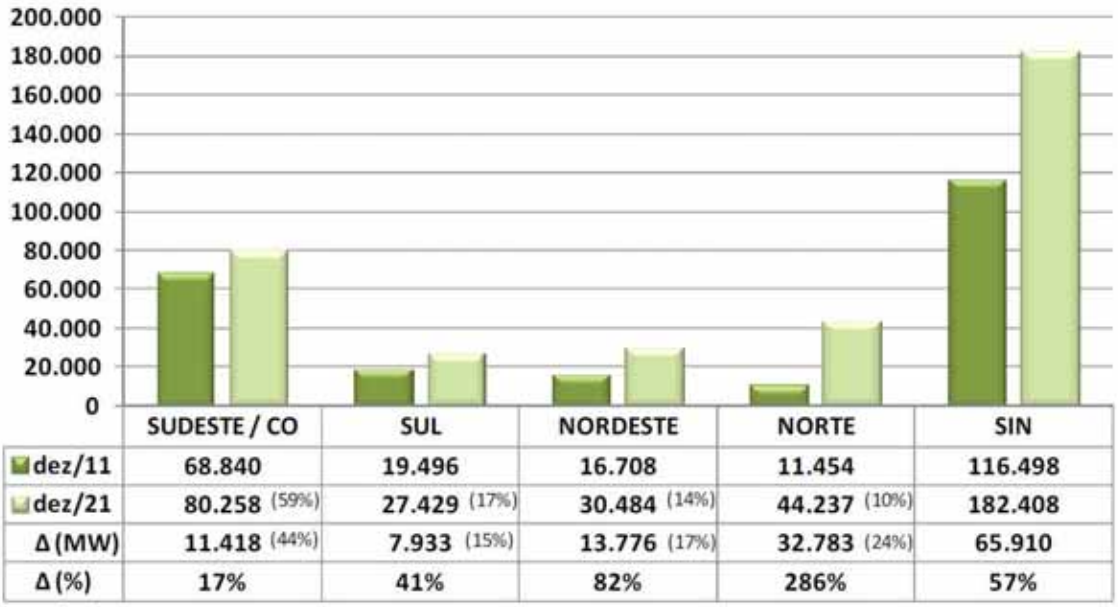

Figura 3.2: Evolução da Capacidade Instalada do SIN [5].

O gráfico da Figura 3.3 ilustra o crescimento da capacidade instalada por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 116 GW em dezembro de 2011 para cerca de 182 GW no final de 2021.

A capacidade de geração hidráulica aumentará de 84 GW para 117 GW, aproxi-

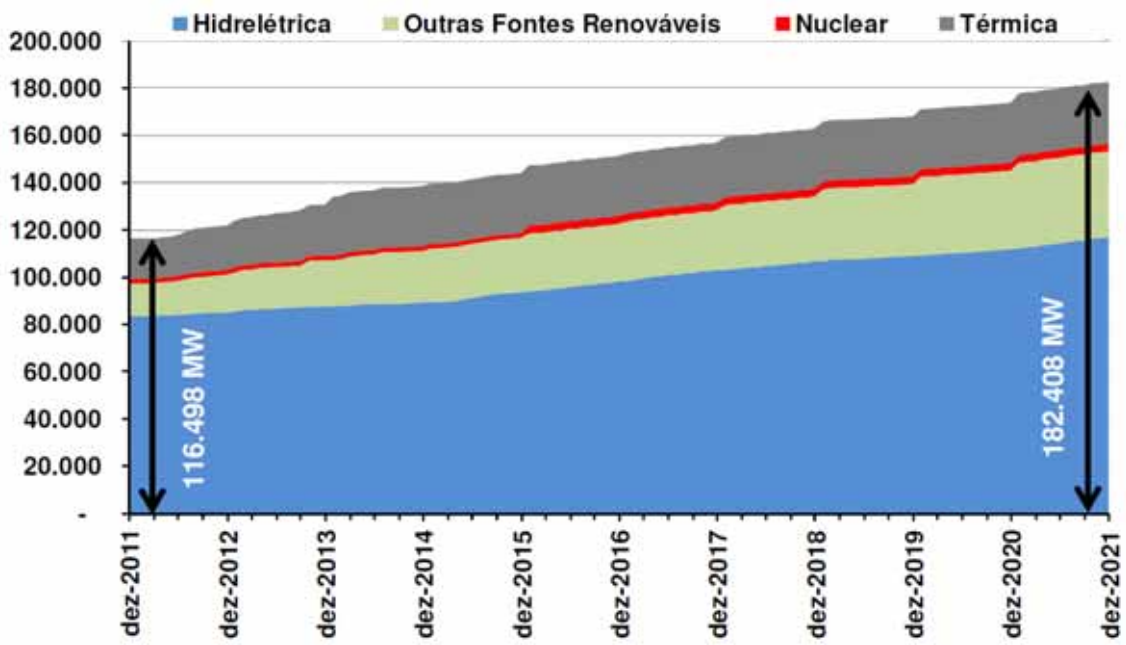

Figura 3.3: Evolução da capacidade hidrotérmica do SIN (MW) [5].

madamente, de 2012 até 2021. A região Norte apresenta o maior crescimento, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, com destaque para a usina hidrelétrica de Belo Monte, cuja motorização deve levar três anos com a entrada em operação de 6 máquinas de 611,1 MW por ano.

No que diz respeito à geração termelétrica, a maior expansão será na região Nordeste, onde não houve oferta suficiente de fontes renováveis a preços competitivos, para atender ao crescimento da carga. A capacidade térmica instalada no SIN em 2011 era de 17 GW, devendo atingir cerca de 25 GW até o final de 2014 [5].

No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, as usinas térmicas podem ficar muitos meses sem gerar energia, na medida em que o despacho do sistema prioriza as fontes renováveis: usinas hidrelétricas (incluindo as pequenas centrais hidrelétricas), pequenas centrais termelétricas a biomassa e eólicas.

A expectativa de geração de energia termelétrica até 2021, incluindo as usinas nucleares, pode ser observada no gráfico da Figura 3.4.

Em relação às outras fontes renováveis de geração - eólicas, as térmicas movidas a biomassa, e as PCHs - é prevista uma expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas. devido a concentração das usinas movidas a bagaço de cana-de-açúcar, a maior concentração dessas fontes ocorre na região Sudeste/Centro-Oeste [5].

A geração eólica é a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde 2009, indicando que atingiram preços bastante competitivos, e impulsionando a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para esse mercado. Essa participação crescente no mercado de energia elétrica resultou de uma combinação de

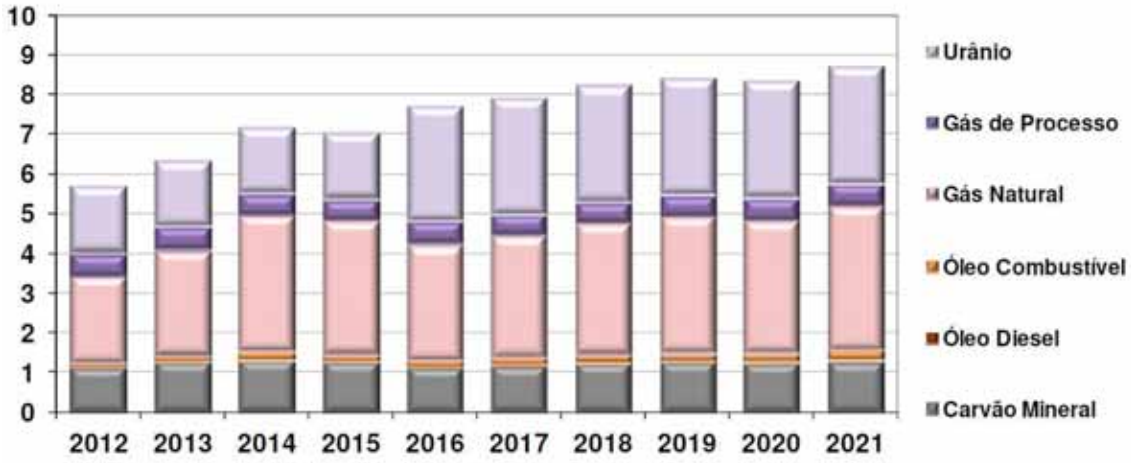

Figura 3.4: Geração térmica anual (GWmed) [5].

fatores relacionados ao cenário externo, ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, além de aspectos regulatórios, tributários e financeiros. Existem atualmente cerca de 600 empreendimentos eólicos habilitados tecnicamente pela EPE, cuja potência total supera 16 GW. Sendo 450 na região Nordeste, totalizando cerca de 12 GW, e 150 projetos na região Sul, representando cerca de 4,3 GW. A Figura 3.5 ilustra a distribuição desses projetos. Isso indica que a expansão das usinas eólicas deve permanecer relevante no atendimento da demanda futura do SIN, em especial nessas regiões. Porém, é importante o estudo e acompanhamento das implicações técnicas envolvidas na sua inserção na matriz elétrica [5].

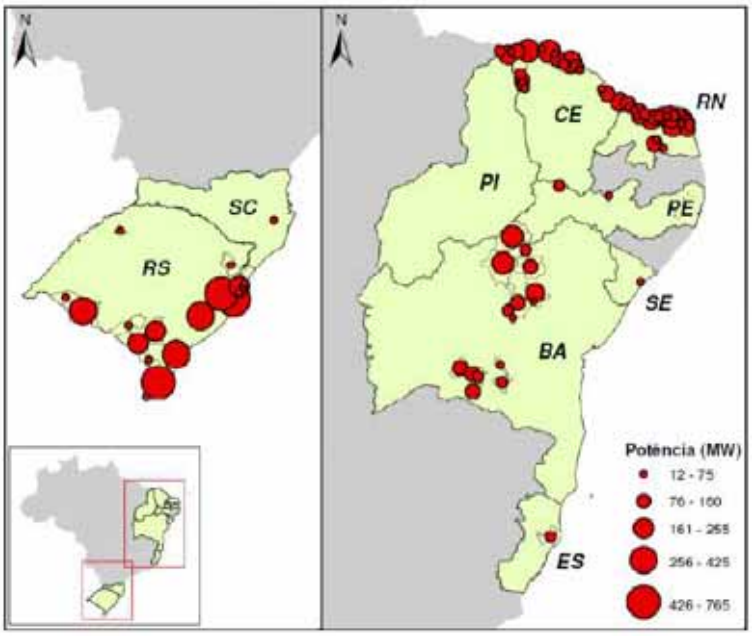

Figura 3.5: Empreendimentos eólicos habilitados desde 2009 [5].

Ao contrário das usinas eólicas, as PCHs vem perdendo competitividade nos lei-

lões. Sendo uma tecnologia tradicional, não se manteve competitiva diante das significativas reduções do preço da energia eólica. Além disso, é comum que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental apresentem complicadores à viabilização dos projetos de PCHs. Como pode ser visto na Figura 3.6, em junho/2012 existiam 563 MW de obras com andamento adequado, enquanto 1.974 MW eram referentes a projetos com entraves ambientais.

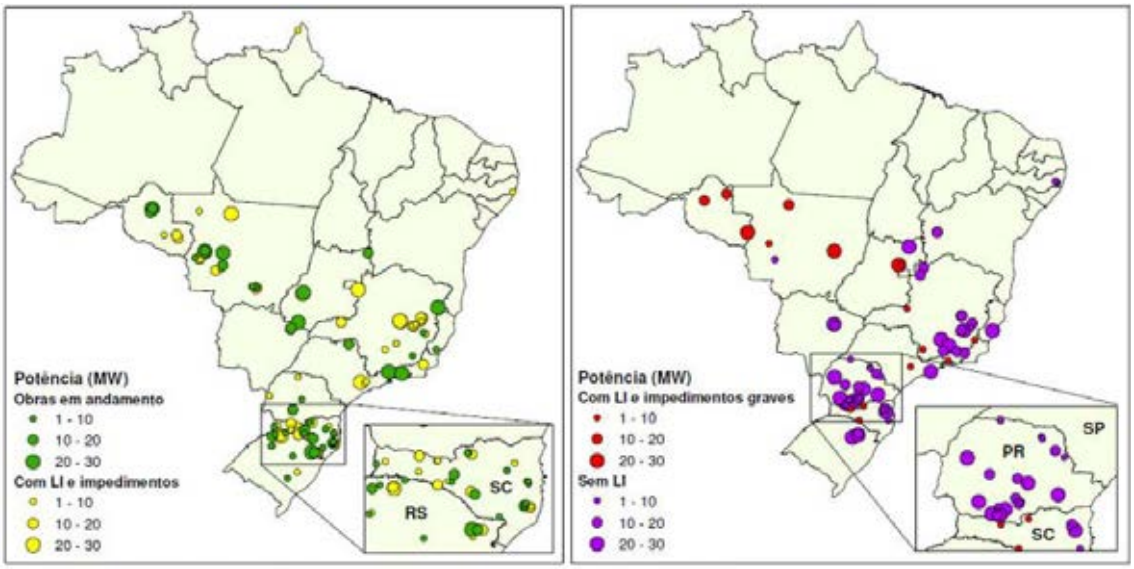

Figura 3.6: Situação das PCHs com outorga da ANEEL [5].

As usinas térmicas a biomassa constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da matriz brasileira, destacando-se os empreendimentos que utilizam o bagaço da cana-de-açúcar. O potencial de produção de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, considerando apenas o bagaço, deve superar os 10 GW médios até 2021, sendo o potencial desta fonte localizado principalmente nos estados de SP, GO, MS e PR, portanto próximo dos maiores centros consumidores de energia. Cabe ressaltar que os investimentos necessários para o desenvolvimento desta fonte atrelados ao setor sucroalcooleiro, o que pode comprometer a ampliação da capacidade de geração e sua competitividade nos leilões [5].

Quanto as demais fontes renováveis, deve-se mencionar a fonte solar que, conforme [11], tem elevado potencial de aplicação no Brasil, que conta com irradiação média anual entre 1,2 e 2,4 GWh/m^2/ano. Para efeito de comparação, nos países europeus que mais exploram esta fonte, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 0,9-1,25 e 1.2-1,85 GWh/m^2/ano. Apesar dos custos ainda serem muito elevados, não permitindo sua utilização em volume significativo, nos últimos anos foi apresentada uma tendência acentuada de queda nos preços, apresentando potencial para tornar esse tipo de fonte competitiva no médio prazo. Caso essa tendência se concretize, a energia solar poderia entrar na matriz brasileira

por duas formas: como geração distribuída e como geração concentrada em centrais solares.

O custo de geração fotovoltaica distribuída já se tornou competitivo com as tarifas na rede de distribuição em algumas áreas de concessão. A instalação de painéis solares por consumidores residenciais e comerciais poderá se tornar viável em alguns anos, porém ainda é difícil estimar a magnitude e a distribuição da inserção da geração distribuída no país, pois, além dos custos, há outras variáveis que impactam a decisão do consumidor, como a implementação da regulamentação vigente e a existência de incentivos governamentais.

Quanto às centrais solares fotovoltaicas entretanto, devido aos seus altos custos, significativamente maiores que os normalmente registrados nos leilões de energia, estima-se uma dificuldade relativamente maior para se tornarem competitivas com as demais fontes nos próximos dez anos. Nesse caso, a região com maior potencial para receber as usinas é o Nordeste, principalmente em seu interior.

A Figura 3.7 ilustra como o perfil da matriz brasileira continua sendo predominantemente renovável ao longo de todo o decênio 2012 - 2021, sendo as participações percentuais em 2012 e 2021 bastante similares, apesar da significativa expansão que o sistema apresentará ao longo desse período.

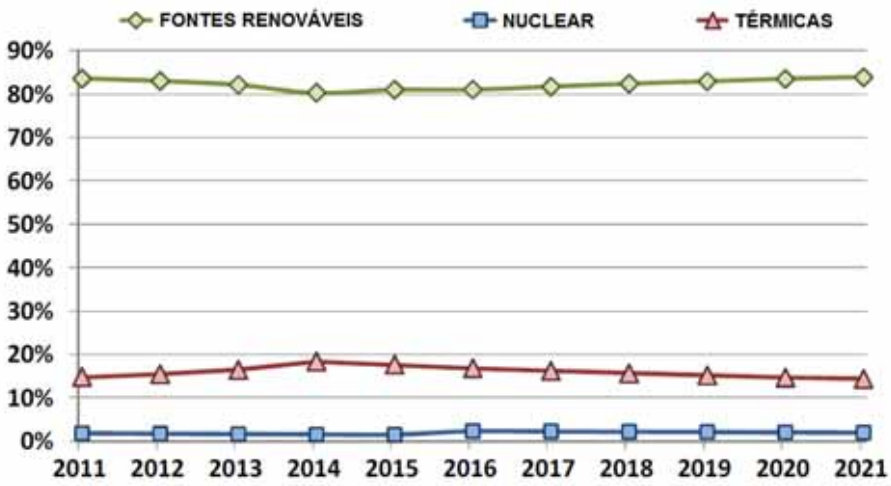

Figura 3.7: Participação das fontes no SIN [5].

A Tabela 3.3 apresenta a composição do custo de investimento por tipo de fonte de geração, que vai movimentar investimentos da ordem de R$ 213 bilhões entre 2012 e 2021.

3.3 Expansão da Transmissão

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão normalmente é feita a partir das projeções de carga e do plano referencial de geração, gerados pela EPE. O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente,

Tabela 3.3: Estimativa de investimentos em geração de energia [5]

Tipo de Fonte	Usinas Contratadas		Usinas Planejadas		Total	
	Bilhões R$	%	Bilhões R$	%	Bilhões R$	%
Hidrelétrica	40,9	43%	67,3	57%	108,2	51%
Termelétrica	21,6	23%	1,3	1%	22,9	11%
Nuclear	6,2	7%	0,0	0%	6,2	3%
Gás Natural	3,0	3%	1,3	1%	4,3	2%
Carvão	2,4	3%	0,0	0%	2,4	1%
Óleo Diesel	10,0	10%	0,0	0%	10,0	5%
Renováveis	33,3	34%	48,8	42%	82,1	38%
Total	**95,8**	**100%**	**117,4**	**100%**	**213,2**	**100%**

nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência.

O diagnóstico assim elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações;
- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST);
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no planejamento da transmissão. Tais estudos focalizam particularmente as obras a serem instaladas nos cinco primeiros anos do período decenal.

3.3.1 Ampliação Prevista do SIN

As Tabelas 3.4 e 3.5 apresentam a previsão da evolução do sistema de transmissão, referentes as linhas de transmissão e a capacidade de transformação, respectivamente. As informações se referem às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT.

Os gráficos das Figuras 3.8 e 3.9 apresentam os investimentos previstos anualmente em linhas de transmissão e subestações, incluindo as expansões referentes à usinas eólicas.

Nos gráficos das Figuras 3.10 e 3.11, são mostrados os investimentos totais em linhas de transmissão e subestações, respectivamente, separados por nível de tensão.

Tabela 3.4: Expansão do SIN - Linhas de transmissão (km) [5]

Tensão	2011-2016	2017-2021	2021
230 kV	7.874	444	**53.668**
345 kV	337	0	**10.400**
400 kV	47	66	**6.792**
500 kV	21.547	5.342	**61.740**
±600 kV	4.750	0	**6.362**
750 kV	0	0	**2.683**
±800 kV	0	7.325	**7.325**
Total	**34.555**	**13.177**	**148.969**

Tabela 3.5: Expansão do SIN - Transformação (MVA) [5]

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
2011	-	-	-	-	-	**232.877**
2011 - 2016	1.500	38.168	2.433	5.577	16.803	**64.481**
2017 - 2021	0	11.163	0	99	2.563	**13.855**
2021	-	-	-	-	-	**311.213**

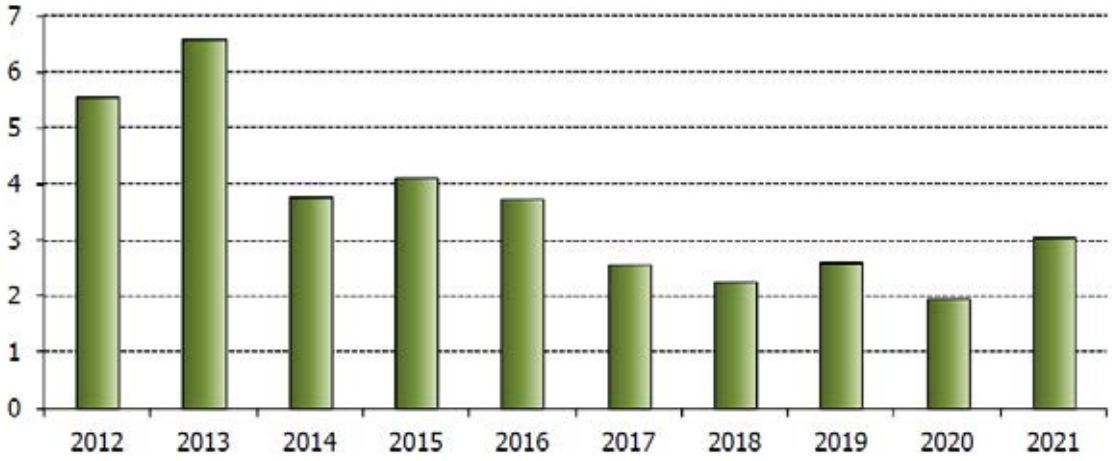

Figura 3.8: Investimentos anuais em linhas de transmissão [5].

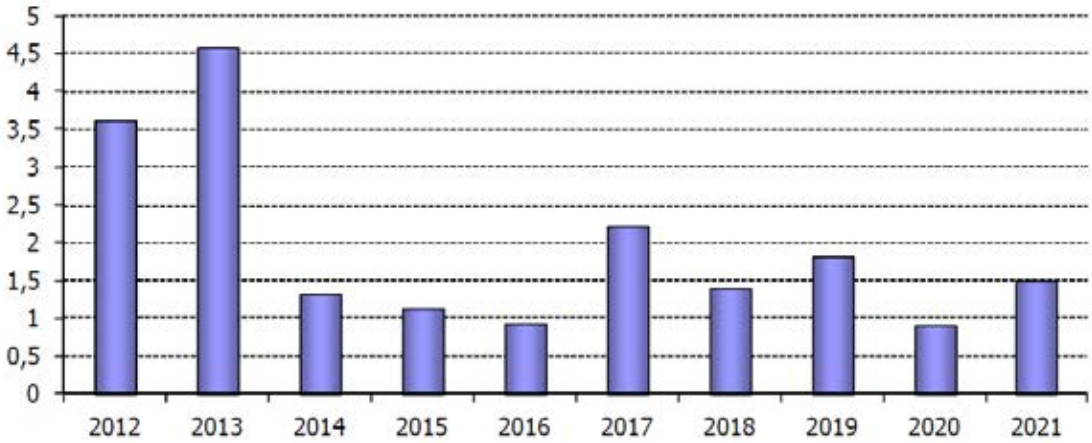

Figura 3.9: Investimentos anuais em subestações [5].

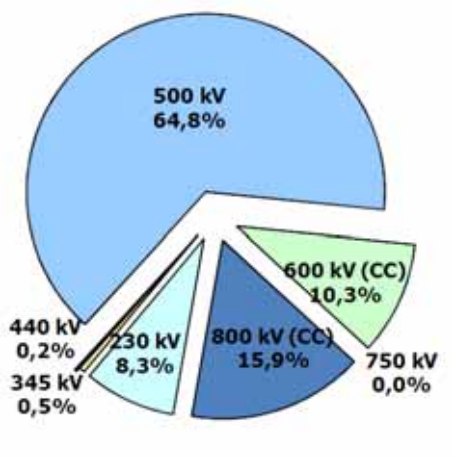

Figura 3.10: Investimentos em linhas de transmissão por classe de tensão [5].

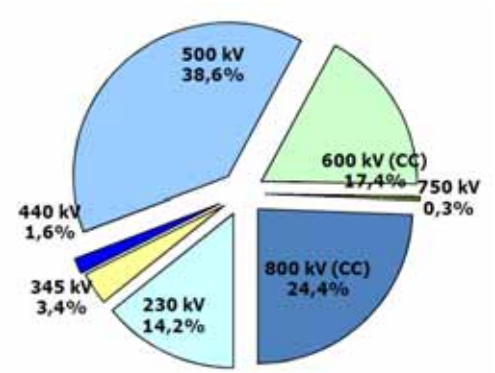

Figura 3.11: Investimentos em subestações por classe de tensão [5].

O valor total atinge cerca de R$ 55,8 bilhões, sendo R$ 36,3 bilhões em linhas de transmissão (Figura 3.10) e R$ 19,5 bilhões em subestações (Figura 3.11), incluindo as instalações de fronteira.

3.3.2 Integração de Belo Monte

O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final terá capacidade instalada de 11,2 GW, sendo 11 GW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária.

Para conexão do complexo de Belo Monte ao SIN, foram necessários reforços nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, além da ampliação das capacidades das interligações Norte - Sudeste/Centro-Oeste e Norte - Nordeste [5].

3.3.3 Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3,5 GW, distribuídos em cinco usinas - Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de 2015.

Os estudos referentes à expansão do sistema de transmissão para o escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do Teles Pires indicaram três linhas de transmissão em 500 kV partindo da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), constituídas por um circuito duplo e um circuito simples, com uma extensão de aproximadamente 1.000 km, além da instalação de dois compensadores estáticos, nas subestações Paratinga e Rio Verde Norte. As obras planejadas estão representadas no diagrama unifilar da Figura 3.12.

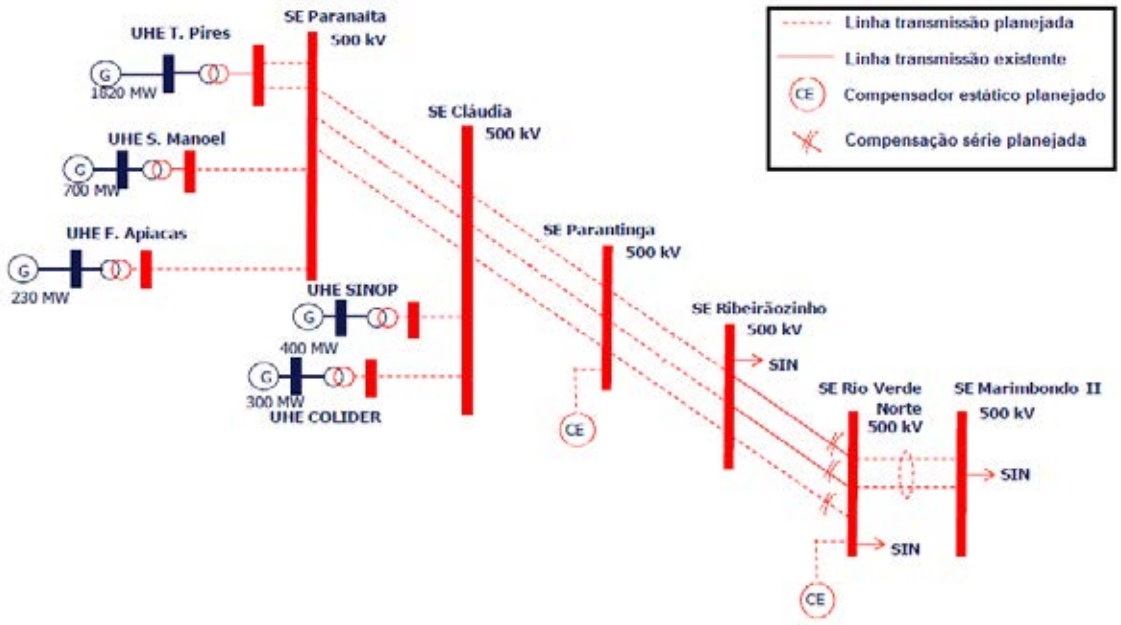

Figura 3.12: Sistema de transmissão das usinas do Rio Teles Pires [5].

3.3.4 Interligações Regionais

A interligação entre os subsistemas do SIN possibilita que as usinas que localizadas em regiões que atravessam o período de chuvas, forneçam energia para partes do SIN que atravessam o período de seca, permitindo a otimização energética das bacias hidrográficas brasileiras. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

- Sul (S) - Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) - Pará, Tocantins e Maranhão, futuramente Amazonas e Amapá e Roraima; e
- Nordeste (NE) - Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste

Atualmente essa interligação é formada por dois circuitos em 500 kV entre a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa, e um terceiro em 500 kV entre Itacaiúnas - Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe - Serra da Mesa 2.

Para o planejamento da expansão desta interligação, foi realizado um estudo que contou com a participação de várias empresas transmissoras do setor elétrico, sob coordenação da EPE, para analisar várias alternativas de transmissão, visando o aumento de intercâmbio previsto pelas análises energéticas da EPE.

Tendo como base a conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 500 kV, os resultados dos estudos realizados, incluindo alternativas em corrente alternada nas tensões de 765 kV, 1000 kV e meia-onda, além de alternativas em corrente contínua nas tensões $\pm$600 kVCC e $\pm$800 kVCC, levaram à recomendação da expansão dessa interligação por meio de dois bipolos em corrente contínua de $\pm$800 kV, com capacidade de 4 GW cada, sendo o primeiro indicado para entrar em operação em 2017 e o segundo em 2019. Os pontos indicados para essa interligação na região sudeste são o Terminal MG, localizado próximo à SE Estreito, na fronteira dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo a Nova Iguaçu, como pode ser visto na Figura 3.13.

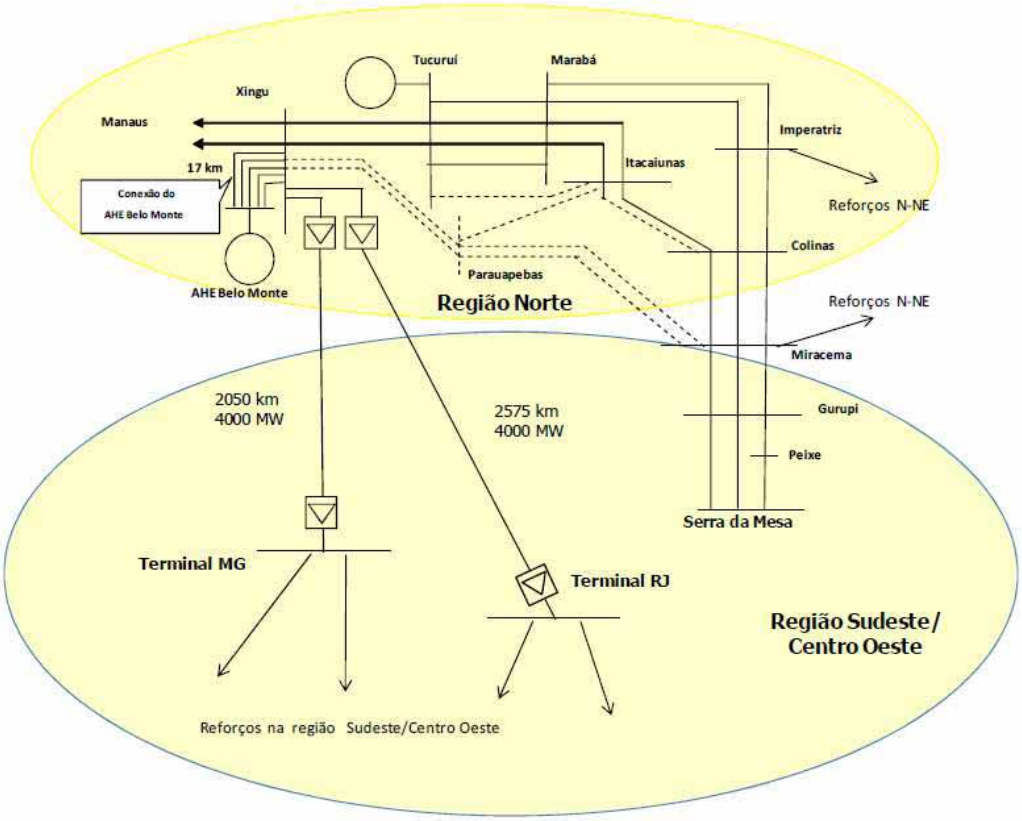

Figura 3.13: Reforços na interligação Norte - Sudeste citePDE:12.

Interligação Norte - Nordeste

A interligação Norte-Nordeste é constituída atualmente pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra - Boa Esperança, Presidente Dutra - Teresina C1 e C2; pela LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho; e pela LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Milagres [5].

A expansão desta interligação, prevista para entrar em operação em 2014, é resultado da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste. Foi indicada a expansão dos troncos em 500 kV, São João do Piauí - Milagres e Bom Jesus da Lapa - Ibicoara - Sapeaçu, e o terceiro circuito P. Dutra - Teresina - Sobral III. Adicionalmente, foram indicados mais dois elos, em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras, conforme ilustra a Figura 3.14.

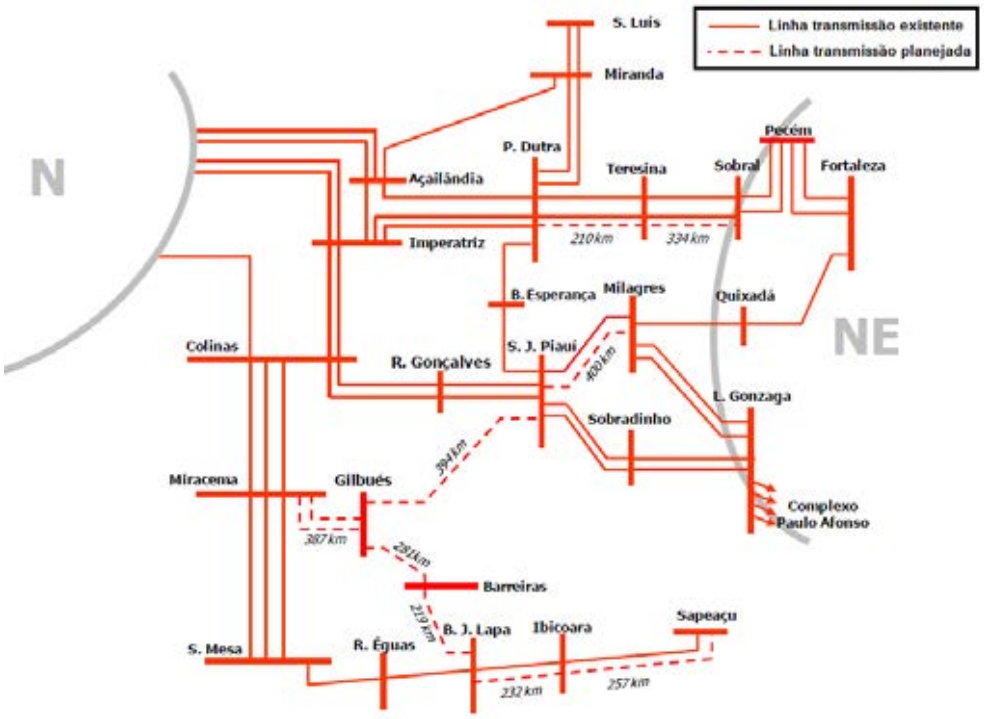

Figura 3.14: Reforços da Interligação Norte - Nordeste [5].

Interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste

A interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa - Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa - Ibicoara - Sapeaçu - Camaçari [5]. A definição da expansão desta interligação contempla o elo em 500 kV Barreiras - Rio das Éguas - Luziânia - Pirapora, conforme apresentada na Figura 3.15.

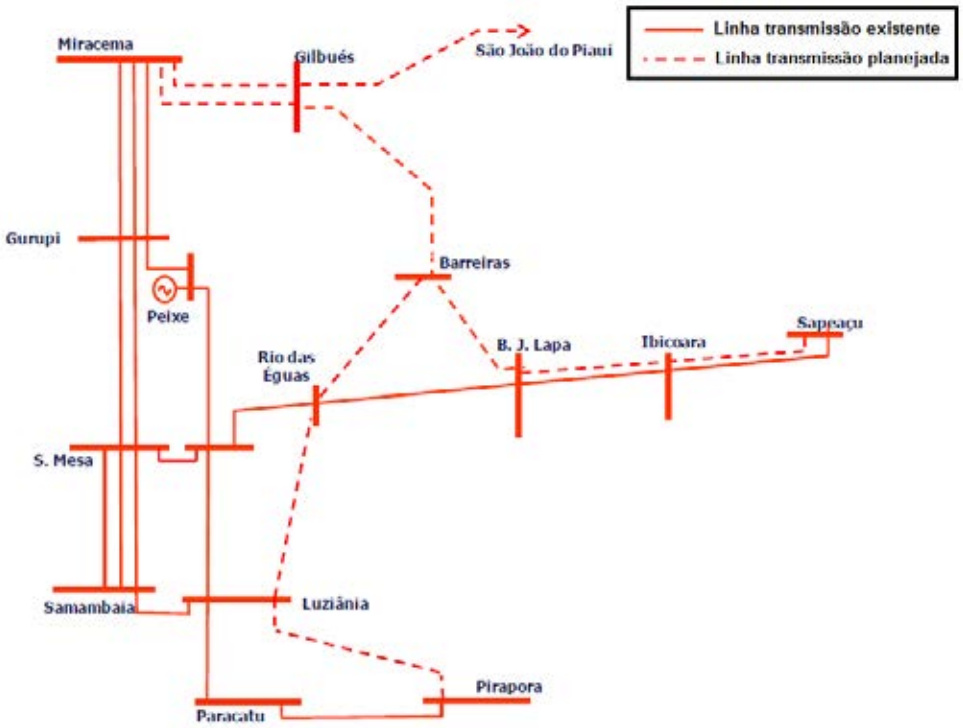

Figura 3.15: Interligação Sudeste/Centro Oeste - Nordeste [5].

Interligação Sul - Sudeste/Centro Oeste

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre estes dois sistemas. Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se as linhas de transmissão em 500 kV Itatiba - Batéias (em circuito duplo) e Assis - Londrina, bem como a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã.

Estão previstas várias ampliações da capacidade de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste até 2021. A definição da expansão desta interligação foi tratada em estudo específico, sob coordenação da EPE, e a alternativa recomendada contempla duas linhas de transmissão em 500 kV: LT Assis - Londrina, 120 km e LT Itatiba - Bateias C1, 390 km, resultando em 510 km de extensão, como pode ser visto na Figura 3.16.

Interligação dos sistemas isolados ao SIN

A interligação Tucurui - Macapá - Manaus possibilita a integração de sistemas da região amazônica ao SIN, incluindo o atendimento ao Amapá, Manaus, e às cidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas. Considerando a decisão do MME de interligação de todas as capitais dos Estados Brasileiros ao SIN, foi construída uma linha de transmissão em 500 kV circuito duplo, já em operação, entre Manaus e Boa Vista, com extensão total de 716 km. Este sistema de transmissão, além do

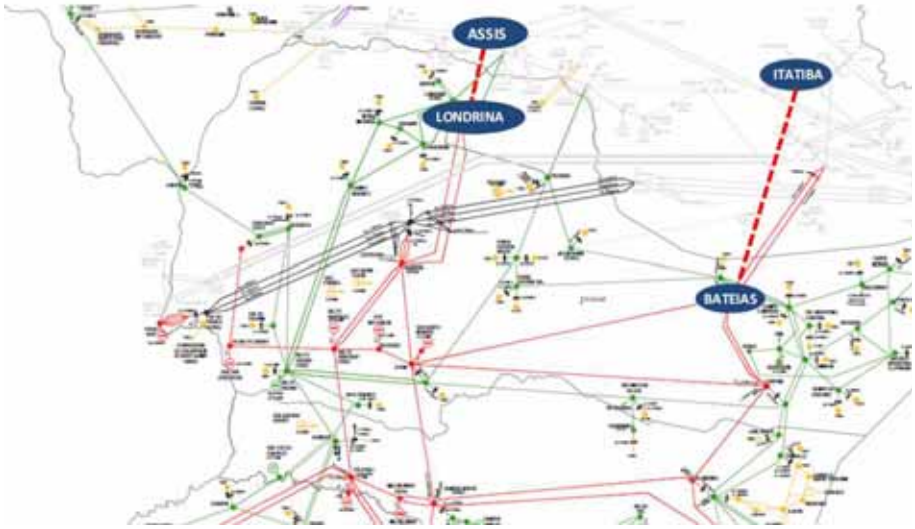

Figura 3.16: Interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste [5].

atendimento ao estado de Roraima, permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco [5].

3.3.5 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

A estimativa da evolução das tarifas de uso do sistema interligado é elaborada pela EPE com base em estudos de fluxos de potência, considerando as informações referentes à evolução das configurações de geração e da rede elétrica, associadas ao crescimento da demanda a ser atendida. A projeção do valor médio da TUST de geração e carga para 2021 estão compiladas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão Médias [5]

Submercado	TUST Geração	TUST Carga
SIN	4,9 R$/kW.mês	6,6 R$/kW.mês
Sul	4,9 R$/kW.mês	6,6 R$/kW.mês
Nordeste	4,7 R$/kW.mês	6,7 R$/kW.mês
Norte	4,2 R$/kW.mês	7,0 R$/kW.mês
Sudeste	5,9 R$/kW.mês	6,2 R$/kW.mês

Já os gráficos das Figuras 3.17 e 3.18, mostram a estimativa da evolução da tarifa média de geração e de carga dos submercados para os anos ímpares do período 2012 - 2021.

Analisando as projeções, pode-se verificar que:

- As tarifas médias de geração tem uma tendência decrescente, de modo mais acentuado para as regiões Nordeste e Norte. Excetua-se a região Sudeste/Centro Oeste, para a qual os valores médios de TUST apresentam um ligeiro crescimento (Figura 3.17); e

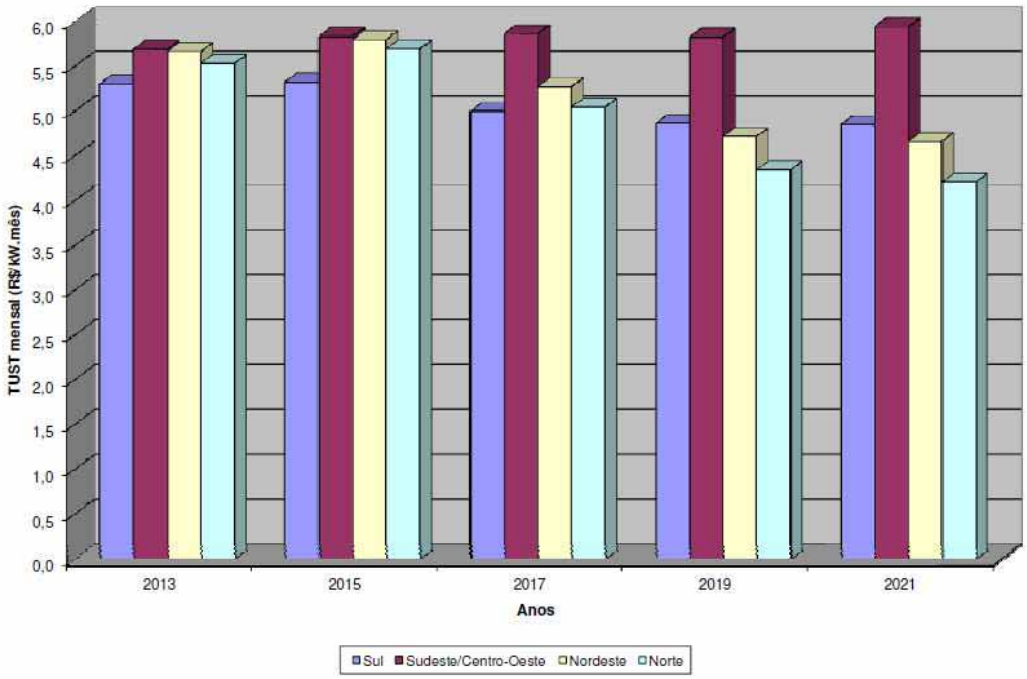

Figura 3.17: Distribuição da TUST de Geração para o ano 2013 [5].

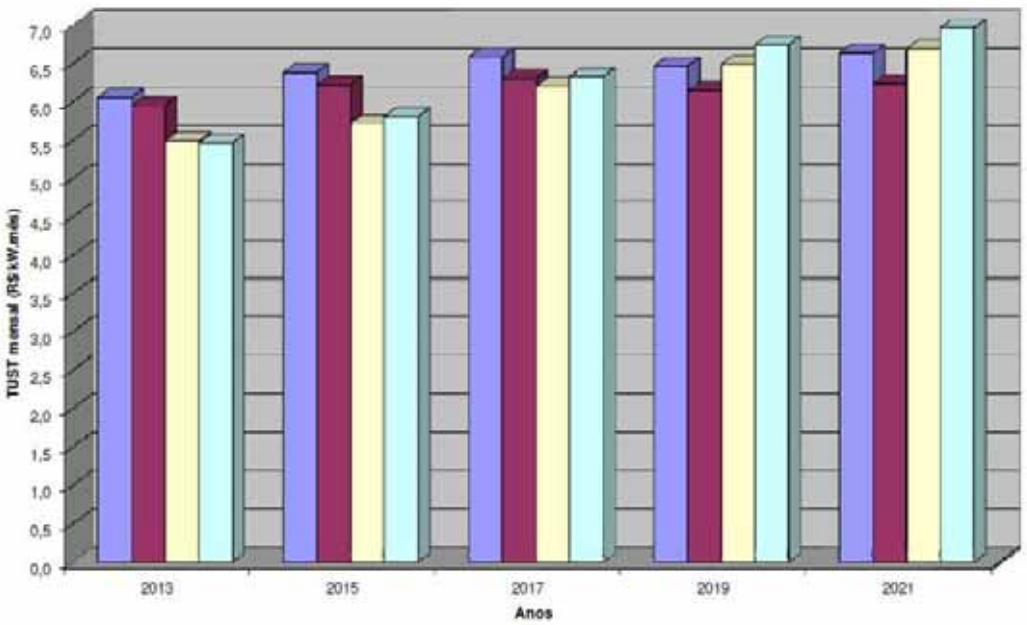

Figura 3.18: TUST média de carga [5].

- As tarifas médias de carga apresentam uma tendência crescente, também de modo mais acentuado para as regiões Nordeste e Norte (Figura 3.18).

3.4 Eficiência Energética

A eficiência energética está implícita nas projeções de demanda de energia, como parte da metodologia empregada pela EPE nas projeções do consumo. É definida

como sendo a relação entre a quantidade de um bem produzido ou serviço realizado e o correspondente montante de energia utilizada. Assim, conforme [5]:

- A eficiência é associada à quantidade efetiva de energia final utilizada e não à quantidade mínima necessária para realização de determinado serviço ou produção de um bem; e
- O conceito de eficiência é aplicável tanto à manufatura, onde há um bem físico cujo conteúdo energético pode ser delimitado, quanto para serviços, onde a energia contida no serviço não é tão claramente definida, sendo mais próprio considerar a energia requerida para prestação do serviço.

A Energia Conservada é definida como a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando os ganhos de eficiência energética, e o consumo que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no início do período de análise, considerando que:

- As projeções apresentadas consideram um mesmo volume de saídas - produção física de bens industriais, prestação de serviços e conforto, sendo variável apenas a quantidade de energia necessária a sua produção ou realização; e
- Não são consideradas mudanças de hábitos de consumo ou de regimes de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento ou processo avaliado.

Os principais indicadores utilizados para expressar a eficiência energética estão resumidos na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Indicadores de eficiência energética [5]

Indicador	**Descrição**	**Unidade**
Consumo final per capita	Consumo final de eletricidade por habitante	kWh/hab
Consumo final por consumidor	Consumo final de eletricidade por consumidor	kWh/cons
Intensidade Energética	Consumo final de energia por unidade de PIB	MWh/R$ ou tep/R$
Consumo Específico	Consumo final de energia por unidade física de produto	MWh/t ou tep/t

As projeções de eficiência energética realizadas pela EPE se baseiam em duas tendências: a primeira, chamada de progresso tendencial, corresponde ao aumento da eficiência através da reposição tecnológica, e dos efeitos de programas e ações de conservação já em execução. A segunda, denominado progresso induzido, refere-se

à instituição de programas e ações adicionais orientados para determinados setores, refletindo políticas públicas, programas e mecanismos ainda não implantados [5].

As projeções relativas ao consumo de eletricidade são apresentadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Consumo de energia e eficiência energética (GWh) [5]

Consumo	**2012**	**2016**	**2021**
Consumo Potencial	503.372	636.856	821.866
Energia Conservada	3.249	17.874	48.124
Energia Conservada (%)	0,6 %	2,8 %	5,9 %
Consumo Final	500.123	618.982	773.762
Energia Conservada por Setor	**2012**	**2016**	**2021**
Industrial	1.855	8.106	17.907
Transporte	17	103	289
Comercial	443	2.381	5.826
Residencial	691	5.239	17.517
Outros Setores	243	2.045	6.585

3.4.1 Setor Industrial

A energia conservada no setor industrial foi projetada pela EPE considerando, para um mesmo volume de produção, dois cenários possíveis. No primeiro, os rendimentos dos equipamentos e processos é mantido inalterado durante todo o horizonte de estudo. Já no segundo cenário, considera-se uma evolução dos rendimentos constante e igual a registrada durante o ano-base de 2011.

Na Tabela 3.9 é apresentado o consumo de energia para o segmento industrial. A intensidade elétrica apresenta uma tendência de crescimento para a indústria, em parte ao fato de o setor energético ser considerado como parte do setor industrial pela EPE na sua análise.

Tabela 3.9: Setor industrial: consumo e eficiência energética [5]

Consumo	**2012**	**2016**	**2021**
Consumo sem conservação - GWh	248.150	317.809	402.125
Energia elétrica conservada - GWh	1.855	8.106	17.907
Energia elétrica conservada - %	0,8	2,6	4,5
Consumo com conservação - GWh	246.295	309.703	348.218
Intensidade energética	**2012**	**2016**	**2021**
Sem conservação - kWh/R$	272	283	280
Com conservação - kWh/R$	270	276	267

3.4.2 Setor Residencial

Para realizar as perspectivas de consumo do setor residencial, a EPE se baseia em duas metodologias distintas. A primeira é baseada na relação entre o número de

residências conectadas a rede e a população (que permite obter a projeção do número de residências a partir da projeção da população), e consumo médio por residência. A segunda metodologia baseia-se em uma análise desagregada da demanda por uso final, que considera o número de domicílios, a posse média e o consumo especifico dos equipamentos. Ambas as metodologias são aplicadas pela EPE, obtendo-se a projeção final através da combinação dos seus resultados.

Já para o cálculo da energia conservada, é considerado que:

- O cálculo da energia conservada tem por referência uma mesma base de número de domicílios e atendimento pela rede elétrica;
- Não são consideradas diferenças de posse e uso para o cálculo; e
- A energia conservada deve-se, exclusivamente, ao aumento da eficiência dos novos equipamentos consumidores.

A premissa básica é de que a oferta de equipamentos no mercado evolui na direção de disponibilizar aos consumidores dispositivos mais eficientes. Assim, por hipótese, a eficiência média do estoque de equipamentos em poder das famílias aumenta progressivamente, seja devido à reposição do equipamento ao final de sua vida útil, seja devido à expansão do estoque, associado ao movimento de equipar os novos domicílios [5]. Os indicadores considerados pela EPE para a previsão de evolução da eficiência energética dos equipamentos constam na Tabela 3.10, enquanto os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3.11.

Tabela 3.10: Aumento da eficiência dos eletrodomésticos [5]

Equipamento	Ganho Anual %	Fundamentação Geral
Ar-condicionado	0,5	Reposição tecnológica natural do estoque e ações dos fabricantes com melhorias de eficiência impulsionadas principalmente pelo PBE e PROCEL
Geladeira	0,5	
Freezer	0,5	
Máquina de lavar	0,5	
Televisão	0,3	
Lâmpadas	8,0	Substituição das lâmpadas incandescentes
Chuveiro Elétrico	-0,5	Diminuição da eficiência devido a tendência de aquisição de equipamentos com maior potência

Tabela 3.11: Setor residencial: consumo e eficiência energética [5]

Consumo	2012	2016	2021
Consumo sem conservação, GWh	117.779	145.292	191.223
Energia conservada, GWh	691	5.239	17.517
Energia conservada, %	0,6	3,6	9,2
Consumo sem conservação, GWh	117.088	140.053	173.706

3.4.3 Setor Comercial

Assim como no setor residencial, a eletricidade é a principal forma de energia utilizada no setor comercial, correspondendo a cerca de 90% da energia consumida no setor em 2010, o que não deve apresentar grandes mudanças ao longo do tempo, já que se trata de utilização relacionada à iluminação, refrigeração e força motriz.

Conforme a Tabela 3.12, as projeções de utilização de eletricidade indicam forte crescimento até 2021. A energia conservada foi calculada em 4,3% do consumo projetado para o ano horizonte, reduzindo o montante final em aproximadamente 5,8 TWh nesse ano. Observa-se que a intensidade energética apresenta uma tendência de crescimento.

Tabela 3.12: Setor comercial: consumo e intensidade elétrica [5]

Consumo	**2012**	**2016**	**2021**
Consumo sem conservação, GWh	77.831	98.998	134.702
Energia conservada, GWh	443	2.381	5.826
Energia conservada, %	0,6	2,4	4,3
Consumo sem conservação, GWh	77.388	96.617	128.876
Intensidade energética	**2012**	**2016**	**2021**
Sem conservação, kWh/10^3R$	34,5	37,3	40,1
Com conservação, kWh/10^3R$	34,3	36,3	38,4

3.4.4 Outros Setores

Para os demais setores, que envolvem os serviços públicos, agropecuário e outros, a expectativa é que a conservação de energia atinja 7,3% do consumo de eletricidade até 2021, conforme mostrado na Tabela 3.13.

Tabela 3.13: Outros setores: consumo e eficiência energética [5]

Consumo	**2012**	**2016**	**2021**
Consumo sem conservação, GWh	58.871	72.658	90.817
Energia conservada, GWh	243	2.045	6.585
Energia conservada, %	0,4	2,8	7,3
Consumo com conservação, GWh	57.628	70.612	84.232

3.5 Análise Socioambiental

A análise socioambiental visa verificar a aplicação do conceito de sustentabilidade no setor elétrico, considerando questões como:

- Redução dos impactos na utilização das fontes de energia;
- Incentivo ao uso de fontes renováveis; e

- Redução e/ou compensação dos impactos sobre ecossistemas e biodiversidade.

Usualmente, a análise é dividida em duas etapas:

- *Avaliação de cada fonte energética*, de caráter quali-quantitativo, com o objetivo de avaliar as interferências sobre o meio ambiente e a sociedade;
- *Análise integrada*, de caráter qualitativo, visando identificar as interferências socioambientais de cada fonte sobre cada região brasileira, compondo uma visão de conjunto.

3.5.1 Geração Hidrelétrica

A expansão prevista da oferta de energia elétrica até 2021 compreende a implantação de 34 usinas hidrelétricas, distribuídas por todas as regiões do país. No total, prevê-se aumento de 42 GW na potência instalada brasileira.

A Figura 3.19 apresenta a distribuição das UHEs por região hidrográfica. Observa-se que a região Amazônica é a que concentra a expansão, tanto em número de projetos, quanto em termos de potência instalada (86,5%).

Na avaliação socioambiental das usinas hidrelétricas realizada pela EPE, foram considerados os impactos sociais e ambientais e os benefícios socioeconômicos associados a cada uma. Essa avaliação deve levar em consideração as características do projeto e da região onde ele está localizado, sendo pra isso utilizados indicadores que permitiram a quantificação dos impactos e dos benefícios de cada projeto. Esses indicadores são classificados da seguinte forma:

- Indicadores de Impacto Ambiental:
  - Perda de vegetação nativa;
  - Transformação de ambiente lótico (água corrente) em lêntico (água parada);
  - Interferência em unidade de conservação.
- Indicadores de Socioeconômicos:
  - População afetada;
  - Interferência em terras indígenas;
  - Interferência na infraestrutura.
- Indicadores de Benefícios Socioeconômicos:
  - Geração de empregos;
  - Incremento da arrecadação municipal temporária;

Figura 3.19: Localização da usinas hidrelétricas planejadas [5].

– Incremento da arrecadação permanente.

Todos os indicadores são avaliados pela EPE em uma escala entre 0 e 1. Quanto maior o valor, melhor a avaliação do projeto com relação àquele indicador. Ou seja, indicadores de impactos mais próximos à unidade significam menor impacto produzido pelo projeto, enquanto indicadores de benefícios mais próximos à unidade significam maior benefício oferecido pelo projeto. Em cada grupo, os três indicadores são consolidados em um único índice, variando entre 0 e 1, representando a média dos três.

Para fins de análise, os indicadores de impactos são tratados separadamente dos de benefícios. A composição dos indicadores de impactos resulta então em um índice variando entre 0 e 2. A Figura 3.20 ilustra o esquema da avaliação.

Observa-se que a quantidade de indicadores aplicados na avaliação dos impactos socioambientais é o dobro da quantidade de indicadores utilizados na avaliação dos benefícios socioeconômicos. Com tal procedimento, é atribuído maior peso aos impac-

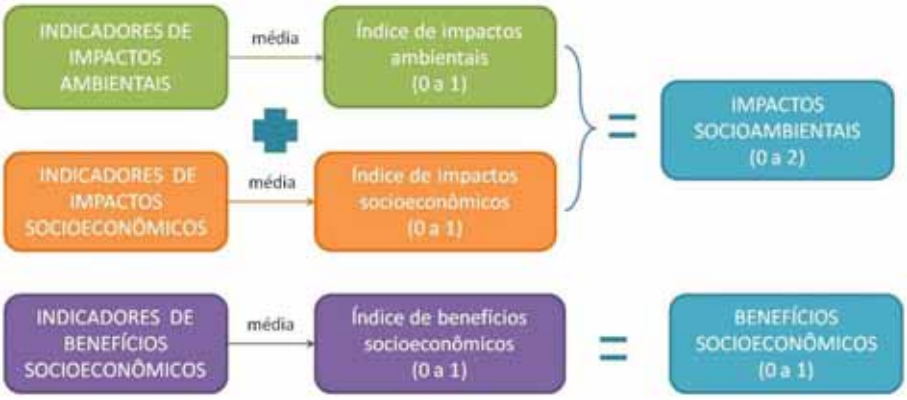

Figura 3.20: Avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas [5].

tos do que aos benefícios, privilegiando-se a avaliação dos efeitos locais provocados pelos projetos hidrelétricos. Em geral, na região do empreendimento predominam os efeitos negativos sobre os positivos. Os efeitos de âmbito regional, como a geração de energia, e globais, como a contribuição do projeto para o controle das emissões de GEE, não são considerados.

No conjunto das UHEs que entrarão em operação até 2021, os impactos socioambientais de maior destaque nas regiões Norte e Centro-Oeste são a perda de vegetação nativa e a interferência em unidades de conservação (UC) e terras indígenas (TI). Em relação aos benefícios socioeconômicos, destacam-se a geração de empregos e o aumento da arrecadação dos municípios, significativos nessas regiões em razão do baixo nível de desenvolvimento nessas regiões. Nas demais regiões, em geral, os impactos socioambientais dos empreendimentos normalmente são menores, assim como os benefícios.

Em todas as regiões, merecem destaque a biodiversidade aquática, representada pelo trecho de rio alagado, em função da transformação do ambiente lótico (ambientes com água corrente, como rios) em lêntico (ambientes com água parada, como lagos), e o impacto social no local do empreendimento, em função do contingente populacional atraído durante o período de construção. Para a melhor visualização dos impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos do conjunto de UHEs previsto no PDE 2021, os resultados da avaliação socioambiental foram representados no gráfico da Figura 3.21.

Nesse gráfico podem ser reconhecidas três regiões distintas. A superior direita (em verde), caracteriza-se por menores impactos socioambientais e maiores benefícios socioeconômicos. Por outro lado, projetos com maiores impactos e menores benefícios tendem a se concentrar na região inferior esquerda do gráfico (em rosa). A avaliação socioambiental realizada pela EPE, não indicou nessa área do gráfico nenhuma das usinas hidrelétricas planejadas para entrar em operação até 2021. A região intermediária compreende a faixa onde a relação entre impactos e benefícios tende a ser mais

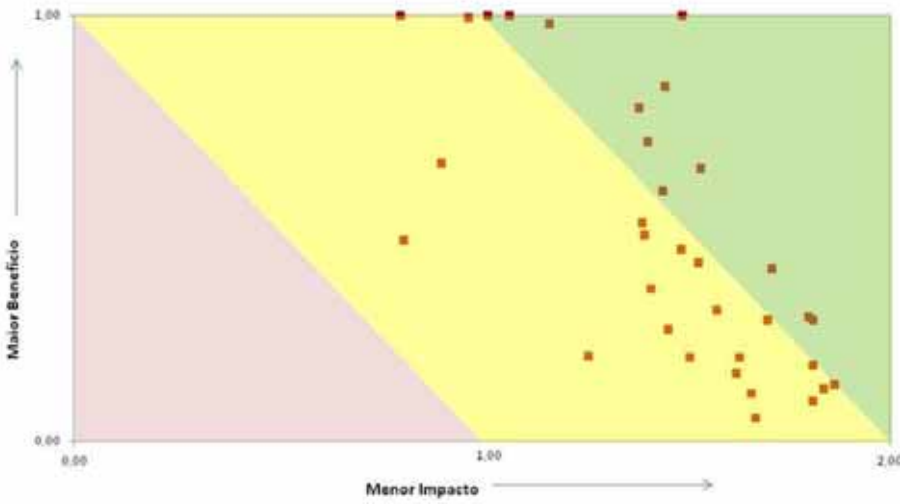

Figura 3.21: Impactos e benefícios das UHE [5].

equilibrada, sendo que a maior parte das usinas (65%) está situada nessa área [5].

3.5.2 Energia Eólica, Bioeletricidade e PCHs

No Brasil, o potencial promissor das fontes renováveis não tradicionais as coloca como principais alternativas de complementação à geração hidráulica, especialmente pela complementaridade entre os regimes sazonais, e pela capacidade de gestão energética que os reservatórios e o sistema de transmissão oferecem.

As centrais eólicas destacam-se pelo geralmente reduzido impacto ambiental, pelos recentes avanços tecnológicos, além da experiência de operação acumulada nos últimos anos em todo o mundo. A bioeletricidade, na medida em que aproveita resíduos de cana-de-açúcar (biomassa) e pela maior eficiência energética possibilitada pela cogeração, mostra-se uma opção sustentável em termos ambientais. E as centrais hidrelétricas de pequeno porte, as PCHs, são opções classicamente consideradas quando se trata de fontes renováveis de baixo impacto ambiental.

O desenvolvimento tecnológico e políticas públicas de incentivo ao uso de fontes renováveis têm contribuído para garantir espaço para essas fontes na matriz elétrica brasileira. De fato, especialmente a energia eólica e a bioeletricidade vêm gradativamente aumentando suas participações na matriz [12].

Em razão das características dessas fontes, principalmente o curto prazo de implantação dos empreendimentos, a análise ambiental é normalmente realizada apenas para o curto prazo, usualmente os projetos se integrarão ao SIN nos próximos três anos após a realização do estudo. A Figura 3.22 apresenta a localização dos projetos de fontes renováveis cuja integração ao sistema ocorreu entre 2011 e 2013. Analisando a figura, nota-se que a expansão da geração eólica se concentra, no Nordeste, no litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte e no interior da Bahia; e na região Sul, predominantemente no litoral do Rio Grande do Sul. Na bioeletricidade, a expansão

ocorre principalmente nos estados de São Paulo e Minas Gerais, na região Sudeste, e em Goiás e Mato Grosso do Sul, no Centro-Oeste. Por sua vez, as novas PCHs estão principalmente nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Figura 3.22: Localização das fontes renováveis entre 2011 a 2013 [5].

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta elementos ambientais favoráveis na medida em que prescinde do uso da água como elemento motriz. Além disso, há possibilidade da quase totalidade da área do parque eólico ser utilizada para outros fins, como pecuária e atividades agrícolas. Outra vantagem é a rápida implantação dos projetos. As centrais eólicas também contribuem com a redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE). Por outro lado, são questões relevantes a interferência de projetos com áreas ambientais protegidas, bem como a regularização fundiária de alguns sítios [5].

O adequado gerenciamento das questões ambientais relacionadas à bioeletricidade tendem a aumentar a aceitabilidade dessa fonte, contribuindo para a sustentabilidade de todo o processo produtivo, desde sua etapa agrícola até a etapa industrial. De fato, os aperfeiçoamentos introduzidos na etapa agrícola, como o impedimento à queima de resíduos no campo e a melhoria no tratamento das questões sociais, têm resultado em visíveis benefícios para a disponibilização da biomassa para produção de energia. Além disso, considerado o balanço de todo o processo, não há emissões

de GEE na produção de bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar pois o dióxido de carbono (CO2) liberado na queima para geração de energia é absorvido durante a fotossíntese da vegetação, contribuindo com a redução de emissões de GEE [5].

Com relação às PCHs, os impactos negativos mais relevantes estão associados à interferência na biodiversidade aquática e nas áreas de preservação permanente (APP). Em alguns casos, há também conflitos com população indígena na área de influência dos projetos. O enfrentamento dessas questões tem basicamente as mesmas características do caso das UHE, porém se coloca em uma escala significativamente reduzida, o que pode facilitar a gestão ambiental [5].

3.5.3 Transmissão de Energia Elétrica

Ao final de 2011, a extensão da rede básica do SIN era de cerca de 100 mil km. Está previsto a entrada em operação de 168 novas linhas de transmissão até 2021, representando um acréscimo de 40 mil km. A Figura 3.23 apresenta a distribuição dessas linhas ao longo do território nacional.

Figura 3.23: Linhas de transmissão planejadas até 2021 [5].

Atualmente, a maior parte dos impactos ambientais das linhas de transmissão não acontece ao longo de toda a extensão nem de toda a largura da faixa de servidão.

Por exemplo, quando uma linha atravessa uma área de vegetação nativa, as torres de transmissão são alteradas de forma a preservar a vegetação na área sob os cabos. Nesses casos, uma vez concluídas as obras e recuperadas as áreas temporariamente afetadas, somente as áreas das torres ficam desprovidas de vegetação.

A área total ocupada pela faixa de servidão das linhas de transmissão planejadas para o período 2012 - 2021 corresponde a 2.650 km^2. Desse total, 1.225 km^2 (46%) são áreas com vegetação nativa, das quais 35% se localizam no Cerrado, 32% na Amazônia, 23% na Caatinga, 9% na Mata Atlântica, 1% nos Pampas e 0,9% no Pantanal. Mais da metade da área total requerida para a expansão do sistema de transmissão, 54%, são áreas ocupadas, entre outros, por agricultura, pecuária e áreas urbanas. Esses dados estão compilados na Tabela 3.14.

Tabela 3.14: Área ocupada pelas LTs (faixa de servidão), km^2 [5]

Uso do Solo	**Bioma**			
	Cerrado	**Amazônia**	**Caatinga**	**Pampas**
Vegetação nativa	422,2	389,1	277,1	14,6
Silvicultura	9,4	0,1	0,0	1,0
Agropecuária	240,0	312,8	272,7	10,0
Agricultura	97,3	30,7	1,2	14,5
Área Urbana	2,9	1,5	0,6	0,4
Outros	68,5	62,2	1,5	0,6
Total	**840,3**	**764,4**	**553,1**	**41,1**

Uso do Solo	**Bioma**		
	Mata Atlântica	**Pantanal**	**Total**
Vegetação nativa	111,0	10,9	**1.224,9**
Silvicultura	11,0	0,0	**21,5**
Agropecuária	195,2	6,9	**1.037,6**
Agricultura	73,1	0,1	**216,8**
Área Urbana	3,0	0,0	**8,5**
Outros	8,3	0,2	**141,2**
Total	**401,6**	**18,0**	**2650,5**

Já a Tabela 3.15 apresenta as principais áreas de interesse socioambiental (áreas protegidas, áreas consideradas prioritárias para conservação da biodiversidade e assentamentos do Incra) que vão ser afetadas pelas obras. As principais interferências ocorrem em Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade (APCB), cerca de 800 km^2 ou 72% do total, seguidas de assentamentos do Incra (16%) e Unidades de Conservação (UC) de uso sustentável (10%).

3.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma breve revisão sobre o planejamento da expansão do sistema de transmissão no Brasil, iniciando com o crescimento do parque gera-

Tabela 3.15: Interferências em áreas de interesse socioambiental, km^2 [5]

Tipo de Área	**Bioma**			
	Cerrado	**Amazônia**	**Caatinga**	**Pampas**
UC proteção integral	1,01	0	1,0	0,2
UC uso sustentável	29,6	47,2	27,3	0,9
UC categoria não informada	0	0,2	0,2	0
Terra indígena	11,8	0	0	0
Assentamento do Incra	152,5	14,4	5,3	0,2
APCB	309,9	314	83,0	15,6
Total	**504,7**	**375,6**	**116,9**	**16,9**

Tipo de Área	**Bioma**		
	Mata Atlântica	**Pantanal**	**Total**
UC proteção integral	0	0	**2,2**
UC uso sustentável	8,7	0	**113,7**
UC categoria não informada	0,9	0	**1,3**
Terra indígena	0	0	**1,8**
Assentamento do Incra	7,1	0,1	**179,6**
APCB	71,7	4,6	**798,8**
Total	**88,3**	**4,8**	**1.107,4**

dor, passando pelo crescimento da transmissão, o papel da eficiência energética, e os impactos socioambientais relacionados ao sistema elétrico. Entretanto, algumas obras acabam requerendo estudos de expansão da transmissão específicos, devido ao montante de energia gerado e seus impactos no sistema, como é o caso da Usina de Belo Monte, na região Norte do país.

No capítulo 4 será apresentada a ferramenta desenvolvida nessa dissertação, as ferramentar utilizadas e como ela pretende auxiliar no planejamento da expansão da transmissão.

Capítulo 4

Ferramenta Desenvolvida

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo inicia-se com uma breve introdução na Seção 4.2, para em seguida apresentar a ferramenta desenvolvida na Seção 4.3. O conceito do Fluxo de Carga Linearizado é apresentado na Seção 4.4, servindo de base para a modelagem do problema da expansão, mostrada na Seção 4.5. A técnica de busca da solução utilizada é baseada na técnica nos Algoritmos Genéticos, revisados na Seção 4.6. Finalmente, o funcionamento da ferramenta desenvolvida é demonstrado na Seção 4.7.

4.2 Introdução

O planejamento da expansão do sistema de transmissão resolve o problema de como transportar quantidades crescentes de energia, conectar os novos geradores ao sistema e atender as comunidades que ainda não possuem acesso a energia elétrica de forma segura e confiável. Durante o planejamento são realizados estudos técnicos, econômicos, ambientais e sociais, procurando levar em consideração todos os aspectos que envolvem obras de grande porte, como é o caso da construção de linhas de transmissão e subestações. No Brasil, o planejamento da transmissão é feito de forma atrelada à expansão da geração, através dos estudos conduzidos pela EPE [4].

O planejamento do sistema de transmissão é feito com programas específicos, como o ANAREDE, por exemplo. Entretanto, em fases preliminares de estudo, nem sempre todas as informações da rede estão disponíveis, ou pode ser necessário analisar um grande número de alternativas [13]. Nesses casos, uma ferramenta de otimização pode ser utilizada para estimar soluções para o problema da expansão da transmissão, com precisão aceitável, servindo como um método de pré-seleção, reduzindo o número de alternativas que serão objetos de estudos mais profundos, como análises técnicas detalhadas, avaliações de impactos socioambientais, dentre outros.

Um processo de otimização consiste em uma busca da melhor solução possível para um determinado problema, o ponto mínimo global do espaço de solução, respeitando as restrições do problema [14]. No caso da expansão do sistema de transmis-

são, isso significa encontrar a alternativa que apresente o menor investimento possível, respeitando as restrições do problema, como os limites de geração de cada usina e o fluxo nas linhas, por exemplo. A otimização é normalmente divida em duas partes, a modelagem do problema e a obtenção da solução ótima. Neste trabalho o método de modelagem escolhido foi o baseado no Fluxo de Carga Linearizado (ou Fluxo de Carga DC) e o processo de busca da solução escolhido foi o Algoritmo Genético.

4.3 Ferramenta Desenvolvida

A ferramenta desenvolvida tem como objetivo a realização de testes para a otimização da expansão, facilitando a observação de como os fatores de interesse impactam no custo do planejamento da transmissão. O objetivo durante seu desenvolvimento foi criar uma ferramenta robusta e de fácil utilização. O desenvolvimento da ferramenta foi feito utilizando o software MATLAB, por permitir um desenvolvimento rápido e simples, e apresentar uma grande flexibilidade de utilização. Sua implementação está ilustrada em forma de fluxograma na Figura 4.1.

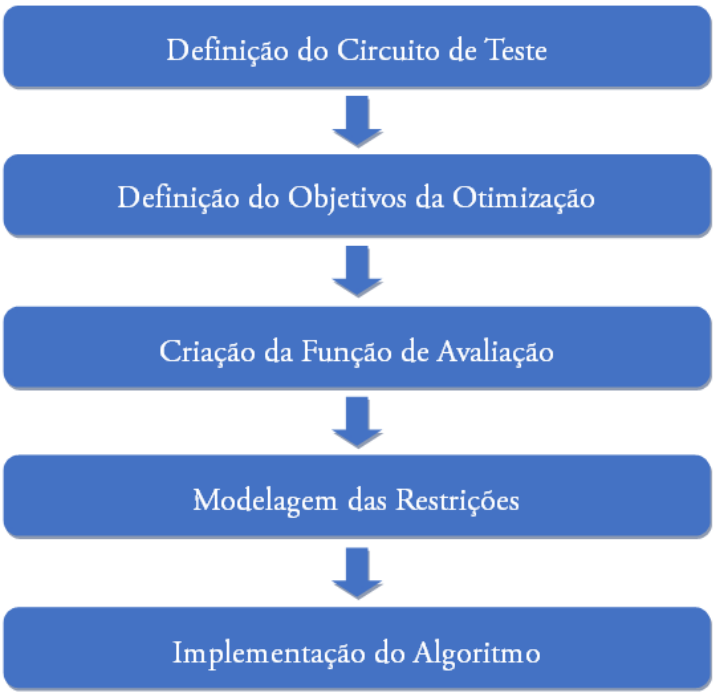

Figura 4.1: Ferramenta de otimização da transmissão.

O primeiro passo para o desenvolvimento da ferramenta de otimização da expansão da transmissão é a definição do circuito de teste, já que dependendo das características do circuito estudado, podem ocorrer modificações nas etapas seguintes, como nos objetivos da otimização e na função de avaliação.

Em seguida, devem ser estabelecidos os objetivos da otimização. O objetivo principal consiste na minimização de uma função, que normalmente representa o custo da expansão do sistema. Entretanto, podem ser estabelecidos restrições secundárias

para o problema, como por exemplo, avaliar o resultado de alocar mais ou menos geração para uma usina em específico, variar a carga de algumas barras, ou ainda analisar o impacto de fatores externos, tal como relatado no capítulo 6 dessa dissertação, com a inclusão da geração distribuída.

A partir da topologia e parâmetros do circuito investigado, dos objetivos e das restrições, procede-se a modelagem do problema, que é dividida em duas etapas: A criação da função objetivo e as restrições do problema. Nessa dissertação, a modelagem foi realizada utilizando um método baseado no fluxo de carga linearizado. Uma breve revisão do fluxo de carga linearizado é feita na Seção 4.4, enquanto a modelagem do problema é apresentada na Seção 4.5.

A função objetivo é a equação que calcula o custo da expansão do sistema de transmissão, sendo que a otimização consiste basicamente em procurar uma solução que resulte no menor valor possível da função objetivo. Neste trabalho, cada linha de transmissão foi inserida com uma variável na função objetivo, onde seu valor é dado como o número de circuitos propostos pelo algoritmo, para ser em seguida multiplicado pelo custo de construção de cada circuito.

As restrições do problema são as equações que definem as fronteiras do espaço de busca, garantindo que as soluções encontradas sejam viáveis tecnicamente. Normalmente, por exemplo, as primeiras restrições referem-se a balanços de potência nas linhas e barras do sistema, limites de fluxo nas linhas, capacidade de geração nas barras. Também podem ser incluídas nas restrições, equações referentes a objetivos secundários da otimização, como por exemplo, em casos onde seja objeto de estudo as condições de segurança do sistema, podem ser incluídas restrições referentes a limites de tensão em determinadas barras, abertura angular da tensão entre pontos específicos do sistema.

Finalmente, a última etapa é a implementação do algoritmo, que deve procurar, dentro do espaço de busca, a solução que apresente o menor custo possível para a função objetivo, obedecendo as restrições do problema. Nesse momento, deve ser escolhido um método de busca para realizar a otimização da solução, o que nessa dissertação foi realizado utilizando a técnica dos algoritmos genéticos.

Uma introdução aos algoritmos genéticos e suas características é feita na Seção 4.6, enquanto a lógica de funcionamento do algoritmo implementado é apresentado na Seção 4.7.

4.4 Fluxo de Carga CC

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional a abertura angular entre os fasores de tensão das extremidades de uma linha. A relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é análoga àquela existente entre as tensões e correntes em um circuito de corrente contínua. Essa pro-

priedade permite a formulação de um modelo aproximado, chamado de fluxo de carga CC ou fluxo de carga linearizado, que permite calcular a distribuição dos fluxos em um sistema de transmissão com baixo custo computacional e uma precisão aceitável [13].

O fluxo de carga CC apresenta resultados melhores conforme se aumenta o nível de tensão utilizado no sistema em análise. Uma característica importante do modelo linearizado é que ele é capaz de fornecer uma solução mesmo para problemas que não poderiam ser resolvidos pelos métodos de fluxo de carga AC, o quê ocorre frequentemente em estudos de planejamento quando, para uma dada rede, testam-se acréscimos de carga e geração. Usualmente ocorrem problemas de convergência nesses casos, por insuficiência de suporte de reativos ou por falta de capacidade de transmissão para atender as novas condições de carga. Em ambos os casos, o fluxo de carga CC fornece uma solução que pode servir como indicativo do que está acontecendo com a rede [13].

4.4.1 Linearização

Sabe-se que a potência ativa injetada na extremidade k, em direção à extremidade m (P_{km}) em uma dada linha de transmissão é dado por:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} sen(\theta_{km}) \tag{4.1}$$

Onde:

- V_k = Módulo da tensão na barra k;
- V_m = Módulo da tensão na barra m;
- g_{km} = Admitância da linha entre as barras k e m;
- b_{km} = Susceptância da linha entre as barras k e m; e
- θ_{km} = Abertura angular entre as barras k e m.

Já o fluxo no sentido oposto (P_{mk}) é calculado como:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} cos(\theta_{km}) + V_k V_m b_{km} sen(\theta_{km}) \tag{4.2}$$

E as perdas na transmissão são:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m b_{km} cos(\theta_{km})) \tag{4.3}$$

Se os termos correspondentes as perdas forem desprezados nas equações 4.1 e 4.2, teremos:

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k V_m b_{km} sen(\theta_{km}) \tag{4.4}$$

As seguintes aproximações podem ser feitas na equação 4.4:

$$V_k \cong V_m \cong 1pu \tag{4.5}$$

$$sen(\theta_{km}) \cong \theta_{km} \tag{4.6}$$

$$b_{km} \cong \frac{-1}{x_{km}} \tag{4.7}$$

O fluxo P_{km} pode então ser aproximado por:

$$P_{km} = x_{km}^{-1}\theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \tag{4.8}$$

Em que x_{km} é a reatância equivalente de todas as linhas em paralelo que existem no ramo $k - m$.

Esta equação tem a mesma forma que a Lei de Ohm aplicada a um resistor percorrido por uma corrente contínua, sendo P_{km} análogo a corrente, θ_k e θ_m análogo as tensões nos terminais, e x_{km} correspondente a resistência.

4.4.2 Formulação Matricial

O modelo linearizado também pode ser expresso na forma matricial, através de uma equação do tipo $I = YE$. Partindo do fluxo de potência ativa:

$$P_{km} = x_{km}^{-1}\theta_{km} \tag{4.9}$$

A injeção de potência ativa na barra k é igual a soma do fluxos que saem da barra, ou seja:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1}\theta_{km} \tag{4.10}$$

Onde Ω_k é o conjunto de barras conectadas à barra k. Essa equação pode ser escrita na forma:

$$P_k = (\sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1})\theta_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-x_{km}^{-1}\theta_m) \tag{4.11}$$

Que por sua vez admite uma representação matricial do tipo:

$$P = B'\theta \tag{4.12}$$

Onde:

- θ = Vetor dos ângulos das tensões nodais θ_k;

- P = Vetor das injeções líquidas de potência ativa; e
- B' = Matriz do tipo condutância nodal.

Os termos da matriz B' são calculados como:

$$B'_{km} = -x_{km}^{-1} \tag{4.13}$$

$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \tag{4.14}$$

Como as perdas foram desprezadas, a matriz B' que aparece na Equação 4.12 é singular e a soma dos componentes de P é nula, logo, a potência de uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para resolver essa singularidade, retira-se uma das equações do sistema representado pela formulação matricial da Equação 4.12 e adota-se a barra correspondente como barra *slack* ($\theta_k = 0$). Dessa forma, o sistema passa a ser não-singular com dimensão de NB-1 barras e cujos ângulos podem ser determinados a partir das injeções de potência especificadas. Maiores detalhes sobre o fluxo de carga CC podem ser encontrada na referência [13].

4.5 Modelagem da Expansão

A aplicação das equações do fluxo de carga CC ao problema da modelagem da expansão da transmissão, resulta no modelo denominado como Modelo CC, ou Modelo Linearizado. O modelo CC representa matematicamente a expansão da transmissão através das seguintes equações:

Minimize:

$$v = \sum c_{km} n_{km} \tag{4.15}$$

Sujeito à:

$$S \times P + g = d \tag{4.16}$$

$$P_{km} - x_{km}^{-1}(n_{km}^0 + n_{km})(\theta_k - \theta_m) = 0 \tag{4.17}$$

$$|P_{km}| \leq (n_{km}^0 + n_{km})\overline{P}_{km} \tag{4.18}$$

$$0 \leq g \leq \overline{g} \tag{4.19}$$

$$0 \leq n_{km} \leq \overline{n}_{km} \tag{4.20}$$

$$(k, m) \in \Omega, k \in \Gamma \tag{4.21}$$

Onde:

- v = Custo da expansão da transmissão;
- c_{km} = Custo de construção de cada circuito;
- n_{km} = Custo de ampliação total do elo de transmissão;
- S = Matriz de ligações entre barras;
- P = fluxos de potência;
- g = gerações ativas;
- d = demandas ativas;
- P_{km} = fluxo entre as barras k e m;
- x_{km} = reatância entre as barras k e m;
- n_{km} = número de circuitos finais entre as barras k e m;
- n^0_{km} = número de circuitos iniciais entre as barras k e m;
- θ_k = ângulo de fase da tensão na barra k;
- θ_m = ângulo de fase da tensão na barra m;

Ou seja, o custo da expansão da transmissão, denominado de v, é o custo de construção de cada circuito entre as barras k e m, dado por c_{km}, multiplicado pelo número de circuitos propostos, representado por n_{km}. O objetivo da otimização, é encontrar a solução que apresente o menor custo v possível, o que representaria a alternativa de expansão da transmissão com o menor investimento necessário.

Se analisarmos a Equação 4.17, veremos que ela afirma que o fluxo de potência ativa P_{km} é equivalente ao inverso da reatância x_{km}, multiplicado pela diferença entre os ângulos da tensão na barra k (θ_k) e na barra m (θ_m), o que é justamente a Equação 4.8 do fluxo de carga CC. A única diferença entre as duas equações, é a presença dos termos n_{km} e n^0_{km}, que simplesmente representam que o fluxo P_{km} entre as duas barras é a soma dos fluxos em todos os circuitos naquele elo de transmissão.

A Equação 4.18 representa o limite de fluxo de potência ativa nas linhas, a Equação 4.19 é o limite de geração das usinas, a Equação 4.20 restringe o número de

circuitos que podem ser adicionados a cada elo de transmissão do sistema, e finalmente, a Equação 4.21 define o conjunto das linhas de transmissão do sistema, dado por Ω, e o conjunto de barras, definido como Γ.

Essas equações representam as informações básicas do problema, entretanto, outras restrições podem ser adicionadas a modelagem, dependendo do tipo de topologia do circuito e dos objetivos escolhidos para a otimização. Mais informações sobre a modelagem baseada no fluxo de carga CC podem ser encontradas na referência [15].

4.6 Algoritmos Genéticos

4.6.1 Vantagens dos Algoritmos Genéticos

Após a realização da modelagem do problema, a etapa seguinte consiste em aplicar uma abordagem numérica para localização da solução ótima. Nesta dissertação, o método de busca escolhido é baseados na metodologia dos algoritmos genéticos.

O termo "algoritmos genéticos"representam um tipo de técnica computacional que tem como objetivo a resolução de problemas complexos, combinando características de métodos de otimização determinísticos com elementos de técnicas estocásticas. Essa combinação torna os algoritmos genéticos (AGs) mais robustos do que os métodos de resolução direta, utilizando escolhas aleatórias como uma ferramenta para guiar a procura da solução ótima por regiões do espaço de busca que seriam improváveis de outra maneira [16] .

Outra propriedade importante é que os GAs mantém uma população de soluções possíveis durante a busca, enquanto a grande maioria dos métodos investigam o domínio de busca ponto a ponto. Além disso, muitas técnicas de busca requerem várias informações auxiliares para funcionar apropriadamente, por exemplo, técnicas baseadas no gradiente necessitam de derivações, que precisam ser recalculadas constantemente no decorrer das diversas interações, aumentando consideravelmente o custo computacional e o tempo de execução do programa. Alguns métodos de busca locais também requerem acesso a maioria, quando não a todos os parâmetros do problema. Por outro lado, os AGs não necessitam de informações auxiliares. Para executar a busca por melhores soluções, apenas é necessário o custo individual (*fitness*) de cada indivíduo, o que possibilita que o método de solução seja desenvolvido mesmo sem nenhum conhecimento do problema estudado, desde que seja fornecida a sua função objetivo e as restrições do problema [17].

Conforme [16], as vantagens básicas dos algoritmos genéticos podem ser resumidas em:

- Trabalham com a codificação do conjuntos de parâmetros, e não com os parâmetros em si - Aumenta a robustez do método;
- Manipulam uma população de soluções possíveis, não um único ponto - Diminui

a probabilidade de mínimos locais; e

- Usam informação de custo da função objetivo, e não derivações ou outro tipo de dados auxiliares - Diminui o tempo de processamento.

A principal desvantagem dos algoritmos genéticos consiste no fato de que não é possível provar matematicamente se o ponto encontrado é o ponto de mínimo global. Entretanto, isso não configura um impedimento no caso da ferramenta proposta, já que o objetivo é utilizá-la em uma análise preliminar, onde as melhores alternativas seriam submetidas a fases subsequentes de análise, como estudos técnicos mais detalhados e análises de impacto socioambientais.

4.6.2 Fundamentação dos Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos são baseados em uma analogia com a teoria da evolução, cujo conceito está mostrado na figura 4.2.

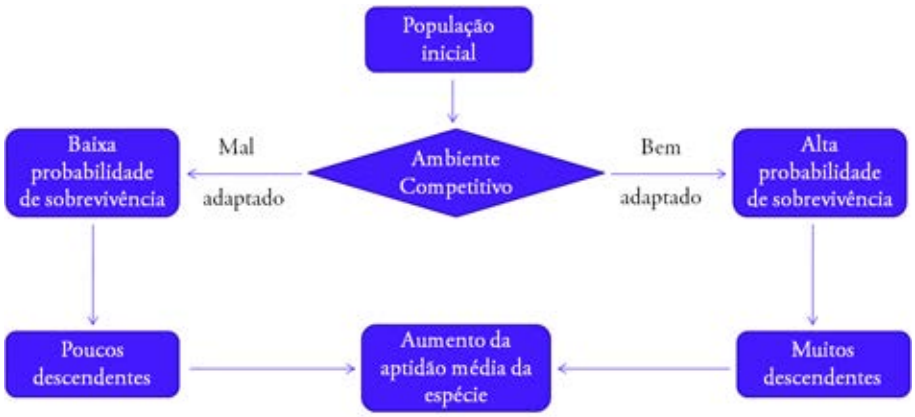

Figura 4.2: Conceito da teoria da evolução [17].

O conceito da teoria da evolução afirma que considerando uma população de indivíduos qualquer, exposta a um ambiente competitivo, os indivíduos melhores adaptados ao ambiente tem uma maior probabilidade de sobrevivência, consequentemente gerando mais descendentes, por outro lado, os indivíduos mal adaptados ao meio, tem uma chance menor de sobreviver, gerando menos descendentes. A combinação desses dois efeitos acaba por causar um aumento da aptidão média da espécie [17]. Levando essa analogia para o problema da expansão da transmissão, os indivíduos são as alternativas de ampliação do sistema de transmissão, onde a aptidão ao ambiente é medida pelo custo da alternativa, e pelo atendimento as restrições. Então a cada iteração do programa, é criada um novo conjunto de soluções possíveis, com o intuito de que o custo das soluções diminua.

O termo algoritmos genéticos representam na verdade uma classe de algoritmos, todos compartilhando o mesmo princípio de funcionamento. Cada indivíduo x_i^t, representando uma potencial solução do problema estudado, é implementado como uma

estrutura de dados, criando uma população $P(t) = \{x_1^t, \ldots, x_n^t\}$ a cada interação t. Os indivíduos são então avaliados de forma a obter o seu valor, ou peso, normalmente denominado de *fitness*. Então, uma nova população, interação $t + 1$, é formada selecionando os indivíduos com o maior *fitness*, ou seja, os que representam as melhores soluções para o problema naquela geração. Alguns membros da nova população também sofrerão alterações, através de operadores como mutação e *crossover*, para gerar novas soluções possíveis dentro do espaço de busca [17].

4.7 Funcionamento do Algoritmo Proposto

O algoritmo implementado segue a estrutura lógica dos algoritmos genéticos, sendo que suas principais etapas estão descritas na Figura 4.3.

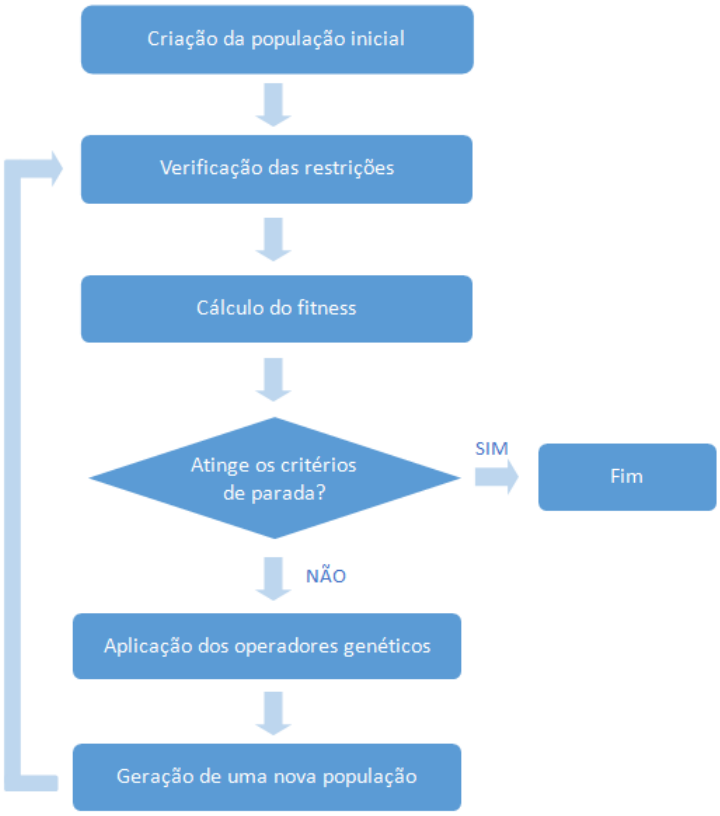

Figura 4.3: Funcionamento do Algoritmo Desenvolvido.

A primeira etapa do algoritmo é a criação da população inicial, que nessa dissertação foi feita de forma estocástica. Em seguida inicia-se o processo iterativo, com a verificação das restrições do problema. Cada restrição que é violada gera um fator de penalidade para o indivíduo, que irá impactar negativamente no seu *fitness*, diminuindo a probabilidade do indivíduo ser escolhido na etapa de *crossover*.

A terceira etapa do algoritmo é o calculo do custo da função de avaliação, que é realizada para cada indivíduo da população atual. O valor do custo é combinado com as penalidades calculadas na etapa anterior, resultando nos valores de *fitness* dessa

geração.

Com os valores de *fitness* devidamente estipulados, são verificados os critérios de parada. Normalmente, se estipula um numero máximo de gerações, para interromper a depuração do programa quando acontecem problemas de convergência. Como o algoritmo genético é uma técnica probabilística, não é possível comprovar que o ponto mínimo global foi detectado. Para contornar essa dificuldade, estabelece-se um determinado número de gerações consecutivas sem melhora no *fitness* como critério de parasa, o que indica que o algoritmo não está conseguindo encontrar pontos melhores no espaço de busca. Dependendo do problema estudado, ou do tipo de técnica de algoritmo genético implementado, podem existir outros tipos de critérios de parada, entretanto, para a maioria das aplicações, esses dois critérios já são suficientes para garantir uma boa relação entre o tempo de processamento e a solução obtida.

Caso os critérios de parada tenham sido satisfeitos, o programa encerra o processamento e o melhor indivíduo da geração atual é eleito como a solução proposta para o problema. Caso contrário, inicia-se a próxima etapa, que é a aplicação dos operadores genéticos, sendo as operações de *crossover* e mutação os mais comuns. Na operação de *crossover* é atribuída um peso para cada indivíduo da população, de acordo com o seu *fitness*, representando a probabilidade de ser escolhido para gerar os descendentes da próxima geração. Na operação de mutação, alguns indivíduos são escolhidos aleatoriamente para simular um erro na formação do código genético. Para tal, é selecionado um dos bits que formam o código do indivíduo, que tem o seu valor modificado randômicamente, para forçar a exploração de novas regiões do espaço de busca.

4.8 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a ferramenta proposta neste trabalho, sua concepção, as técnicas utilizadas no seu desenvolvimento, e sua estrutura lógica. A validação do seu funcionamento, os experimentos realizados e os resultados obtidos, são apresentados no Capítulo 5.

Capítulo 5

Experimentos Realizados

5.1 Considerações Iniciais

A ferramenta proposta nessa dissertação foi apresentada no Capítulo 4, abordando as técnicas utilizadas durante seu desenvolvimento, e seu funcionamento.

Neste capítulo é apresentada a validação do funcionamento da ferramenta proposta na Seção 5.2. Em seguida, é mostrado os experimentos realizados com a ferramenta desenvolvida na Seção 5.3, e os resultados obtidos são demonstrados na Seção 5.4.

5.2 Validação da Ferramenta

O circuito escolhido para o teste de validação da ferramenta desenvolvida foi descrito por Stevenson na referência [18], sendo amplamente utilizado na literatura para testar a eficácia de diversas técnicas de planejamento da expansão da transmissão, devido sua simplicidade e ao fato da sua solução ótima ser previamente conhecida.

O circuito consiste de seis barras, sendo que 5 delas estão previamente interligadas e uma barra ainda não foi conectada ao sistema, como pode ser visto na Figura 5.1. As linhas tracejadas interligando a barra 6 às barras 2 e 4 são os trajetos possíveis de interligação da barra 6 ao sistema.

Os valores de geração e consumo de cada barra são conhecidos, bem como as propriedades de cada linha de transmissão, como a reatância e o limite de fluxo nas linhas. O custo de construção de circuitos adicionais em cada um dos trajetos possíveis também são definidos, variando de acordo com as características e comprimento das linhas. Os valores de geração e consumo das barras do sistema estão compilados na Tabela 5.1 , enquanto os dados das linhas de transmissão são apresentados na Tabela 5.2.

A solução ótima para a expansão do sistema de transmissão testado é previamente conhecida, consistindo na construção de uma linha de transmissão com 4 circuitos entre as barras 2 e 6, 2 circuitos entre as barras 4 e 6, e um circuito adicional como reforço entre as barras 3 e 5. O custo total resultante é de 200.000 unidades monetárias

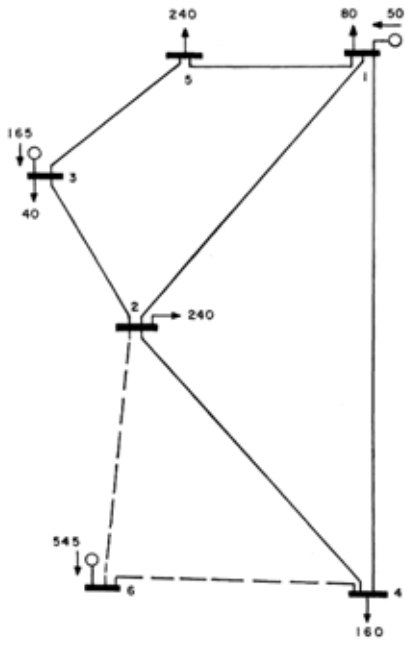

Figura 5.1: Configuração inicial do circuito de testes [19].

Tabela 5.1: Valores de Geração e Consumo - Circuito de 06 barras [19].

Número da Barra	Geração	Consumo
1	50 MW	80 MW
2	0	240 MW
3	165 MW	40 MW
4	0	160 MW
5	0	240 MW
6	545 MW	0

(u.m.), e a configuração final do sistema é a apresentada na Figura 5.2.

A solução proposta pela ferramenta desenvolvida está representada na Figura 5.3, onde cada variável representa uma das linhas de transmissão do problema. O valor que consta no gráfico, é o número de circuitos da configuração sugerida. Analisando

Tabela 5.2: Propriedades das Linhas de Transmissão. Fonte: Garver, 1970 [19].

Número da Linha	Origem e Destino	Circuitos Iniciais	Reatância (P.U.)	Fluxo Máximo	Custo (u.m.)
1	1 - 2	1	0,40	100 MW	40.000
2	1 - 4	1	0,60	80 MW	60.000
3	1 - 5	1	0,20	100 MW	20.000
4	2 - 3	1	0,20	100 MW	20.000
5	2 - 4	1	0,40	100 MW	40.000
6	2 - 6	0	0,30	100 MW	30.000
7	3 - 5	1	0,20	100 MW	20.000
8	4 - 6	0	0,30	100 MW	30.000

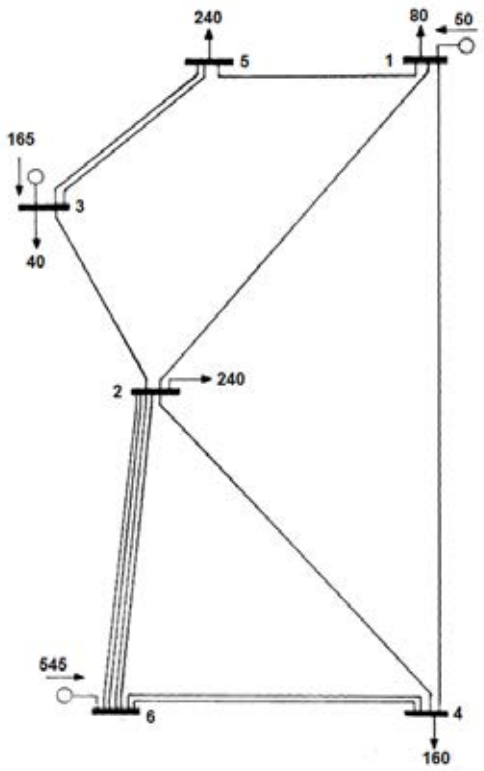

Figura 5.2: Circuito de 6 barras - Configuração Final.

as variáveis, nota-se que nas linhas 6 e 8, responsáveis por interligar a nova usina ao sistema, será necessária a construção de 4 e 2 circuitos, respectivamente. Verifica-se ainda que a linha 7 não irá suportar a nova demanda do sistema, sendo necessário um circuito adicional.

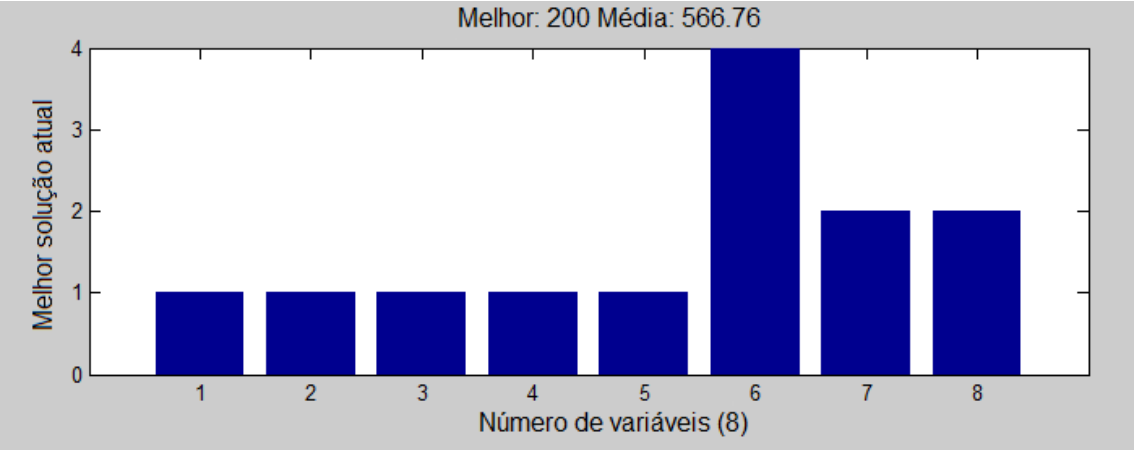

Figura 5.3: Solução proposta para o circuito de 06 barras.

O gráfico da Figura 5.4 apresenta, ao longo das diversas gerações, a evolução do melhor custo (em preto) e do custo médio (em azul).

Analisando a Tabela 5.3, pode-se notar que todos os valores dos fluxos nas linhas estão abaixo da capacidade nominal de cada linha, demonstrando que a solução en-

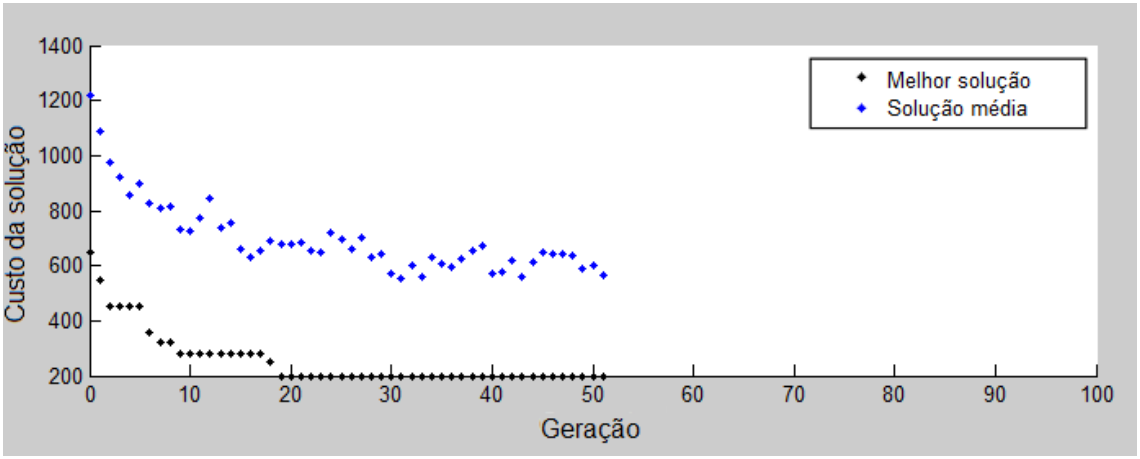

Figura 5.4: Evolução do custo para o circuito de 06 barras.

contrada é viável tecnicamente. Se analisarmos os custos para construção de cada circuito adicional, verificamos que teremos 120.000 u.m. para a linha 6, 20.000 u.m. para a linha 7 e 60.000 u.m. para a linha 8, um custo de ampliação de 200.000 u.m.

Tabela 5.3: Estado Final do Sistema de Transmissão.

Número da Linha	**Fluxo na Linha**	**Fluxo Máximo**	**Novos Circuitos**	**Custo Unitário**	**Custo** Total
1	62.30	100 MW	0	40.000	0
2	29.66	80 MW	0	60.000	0
3	61.96	100 MW	0	20.000	0
4	53.04	100 MW	0	20.000	0
5	17.80	100 MW	0	40.000	0
6	373.14	400 MW	4	30.000	120.000
7	178.04	200 MW	1	20.000	20.000
8	171.86	200 MW	2	30.000	60.000

Verifica-se que a solução apresentada pela ferramenta desenvolvida coincide com a a solução ótima, previamente conhecida, demonstrando assim o funcionamento dentro do esperado do algoritmo implementado.

5.3 Experimentos Realizados

Uma vez validada a ferramenta, ela foi utilizada para avaliar o impacto no custo da expansão de um sistema de transmissão fictício, de diferentes níveis de geração distribuída.

Foi escolhido um sistema de transmissão com 46 barras e 79 linhas de transmissão para os testes, e foram considerados 3 cenários possíveis, o primeiro sem a presença de geração distribuída, o segundo com GD equivalente a 1% da carga, e o terceiro com 5% do consumo atendido pela GD.

5.3.1 Introdução

O sistema de transmissão é responsável por conectar os geradores de energia aos centros consumidores, garantindo não só o acesso da população a energia elétrica, como também garantindo que os setores comercial e industrial tenham o suprimento energético necessário para seu desenvolvimento. Entretanto, o sistema elétrico tradicional, com a geração centralizada e grandes quantidades de energia fluindo através de longas linhas de transmissão, tem sido alvo de grandes críticas devido aos seus altos custos, perdas elevadas, grandes impactos ambientais e vulnerabilidades de segurança. Como alternativa a esses problemas, a geração distribuída (GD) de energia é considerada como uma tendência para os sistemas elétricos do futuro [20].

Como a implantação da geração distribuída ainda é pequena ou inexistente em muitos países, vários trabalhos estudam as políticas, desafios e incentivos governamentais para o seu desenvolvimento, como [21], [22] e [23], por exemplo. A influência da GD nos mercados de energia é analisada em [24] e [25], enquanto seu impacto nos sistemas de distribuição, em fatores como confiabilidade, controle, qualidade da energia e segurança do sistema, é verificado em [26], [27] e [28].

No Brasil, a geração distribuída ainda é uma perspectiva pro futuro, sendo que as leis e normatizações envolvendo o cenário de *smart-grid* ainda estão sendo desenvolvidas. Dessa maneira, é interessante analisar o impacto que a perspectiva da GD teria no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, especialmente a GD realizada por iniciativa dos consumidores, normalmente utilizando placas solares.

Para isso, foi escolhido um sistema de transmissão fictício, onde foram analisados 3 diferentes cenários. No cenário 1, realiza-se a otimização do sistema de transmissão sem considerar a presença de geração distribuída, onde toda a energia consumida pelas cargas deve ser suprida pelas barras que possuem geradores conectados, servindo assim de base de comparação. No cenário 2, a otimização é feita considerando que a GD será responsável por suprir 1% da carga do sistema, permitindo assim verificar qual será o impacto da GD nos investimentos necessários para a ampliação das linhas de transmissão. Por fim, no cenário 3, é considerado a presença de GD equivalente a 5% da carga, visando traçar uma tendência do impacto da GD nos custos do planejamento da transmissão.

5.3.2 Sistema de Transmissão Utilizado

Para essa simulação, o circuito escolhido foi uma simplificação da região sudeste do SIN, apresentado na referência [29], possuindo 46 barras e 79 linhas de transmissão, como pode ser visto na Figura 5.5.

Os valores de geração e consumo utilizados para cada barra do sistema estão compilados na tabela 5.4, representando uma demanda total de 6.800 MW. Todas as linhas de transmissão foram consideradas como existentes, com apenas 1 circuito

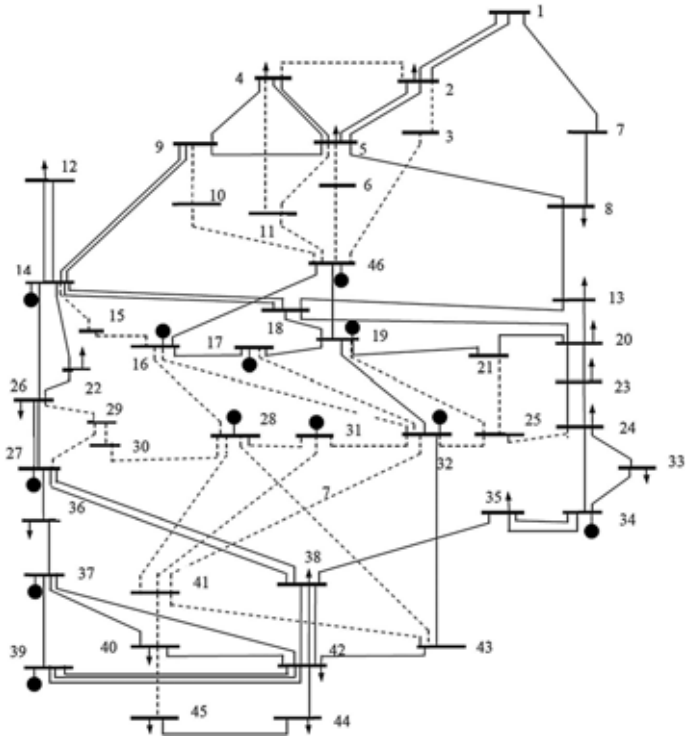

Figura 5.5: Circuito de 46 barras [29].

cada, e o limite máximo estabelecido foi de 3 circuitos por linha de transmissão.

A proposta dos experimentos é realizar o processo de otimização da expansão do sistema de 46 barras, considerando nesse primeiro cenário que toda a energia demandada pelas cargas será suprida pelas barras de geração, como ocorre normalmente nos sistemas reais, estabelecendo assim o investimento necessário na expansão do sistema. Em seguida, simula-se dois outros cenários, considerando que parte da carga será suprida através de geração distribuída, sendo essa quantidade equivalente a 1% da carga no cenário 2, e 5% da carga no cenário 3. Finalmente, comparando o custo encontrado nos cenários 2 e 3, com a solução do cenário 1, obtemos um indicativo do impacto que a geração distribuída tem sobre os investimentos em expansão do sistema de transmissão.

5.3.3 Cenário 1

No cenário 1, é realizada uma rotina de otimização da expansão do sistema de transmissão de 46 barras, onde as barras de geração tem que suprir integralmente a carga, sem nenhum nível de geração distribuída sendo considerado. Essa solução vai servir de base para as comparações com os valores obtidos nas simulações dos cenários 2 e 3.

A solução encontrada pela ferramenta desenvolvida pode ser vista na Figura 5.6, onde cada variável do gráfico representa uma das linhas de transmissão do circuito.

Pode-se verificar que a solução proposta é a construção de 2 circuitos adicionais

Tabela 5.4: Valores de Geração e Consumo - Circuito de 46 barras [29].

Barra	Geração (MW)	Consumo (MW)	Barra	Geração (MW)	Consumo (MW)
1	0	0	24	0	478.2
2	0	433.1	25	0	0
3	0	0	26	0	231.9
4	0	300.7	27	54	0
5	0	238	28	730	0
6	0	0	29	0	0
7	0	0	30	0	0
8	0	72.2	31	310	0
9	0	0	32	450	0
10	0	0	33	0	229.1
11	0	0	34	221	0
12	0	511.9	35	0	216
13	0	185.8	36	0	90.1
14	944	0	37	212	0
15	0	0	38	0	216
16	1.366	0	39	212	0
17	1.000	0	40	0	262.1
18	0	0	41	0	0
19	773	0	42	0	1.697.9
20	0	1.091.2	43	0	0
21	0	0	44	0	79.1
22	0	81.9	45	0	86.7
23	0	458.1	46	599	0

nas linhas 3, 4, 11, 46, 47, 73 e 74, e 1 circuito adicional nas linhas 23 e 52. Todas as demais linhas tem seus limites de fluxo dentro do permitido, continuando com apenas 1 circuito.

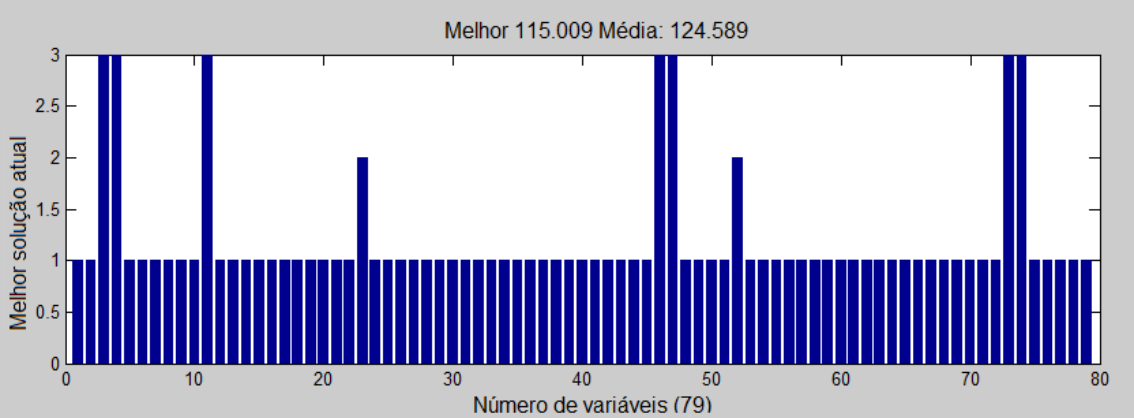

Figura 5.6: Solução proposta para o Circuito de 46 barras.

No gráfico da Figura 5.7 é mostrado a evolução do custo ao longo das gerações. O limite de gerações foi ajustado para 200, entretanto o algoritmo atingiu os crité-

rios de parada após aproximadamente 90 interações. Os pontos em azul representam a evolução do custo médio da população, enquanto os pontos pretos mostram o custo do melhor custo individual em cada geração.

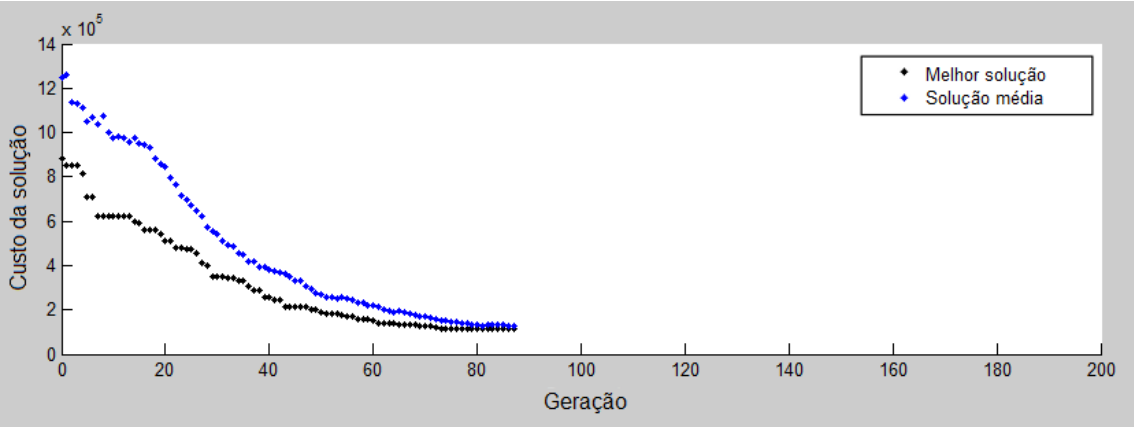

Figura 5.7: Evolução do custo no primeiro cenário.

O custo da melhor solução foi de 115.009 unidades monetárias, enquanto o custo médio da última geração, situou-se em 123.589 unidades monetárias.

5.3.4 Cenário 2

No cenário 2, é considerado que 1% da carga será suprida por meio de geração distribuída. Foi considerado que em um cenário real, onde a GD seja economicamente atrativa para os consumidores, a sua implantação iria ocorrer obedecendo uma distribuição geográfica aleatória, portanto, para fornecer uma simulação mais realista de acordo com esse pondo de vista, a GD foi distribuída pelas barras proporcionalmente a carga existente na mesma, ao invés de ser alocada em apenas alguns poucos pontos do sistema.

A solução obtida pode ser vista na Figura 5.8, onde cara variável do gráfico mostra o número de circuitos propostos em uma das linhas do sistema.

O custo total da melhor solução foi de 101.024 unidades monetárias, o que representa uma redução de 13.985 u.m. (12,16%) em comparação com o cenário 1. Isso significa que a presença de geração distribuída equivalente a 1% da carga, geraria para esse sistema uma economia de 12,16% no investimento necessário para a construção de novas linhas de transmissão. É importante salientar que essa porcentagem depende de vários fatores, como a topologia do circuito, quais usinas sofrerão redespacho, a presença ou não de congestionamento nas linhas, dentre outros.

Na Figura 5.9 está representado a evolução do custo ao longo das gerações, onde os pontos em azul representam o custo médio e os pontos pretos o menor custo de cada geração. Podemos notar que foram necessárias 130 interações para atingir os critérios de parada.

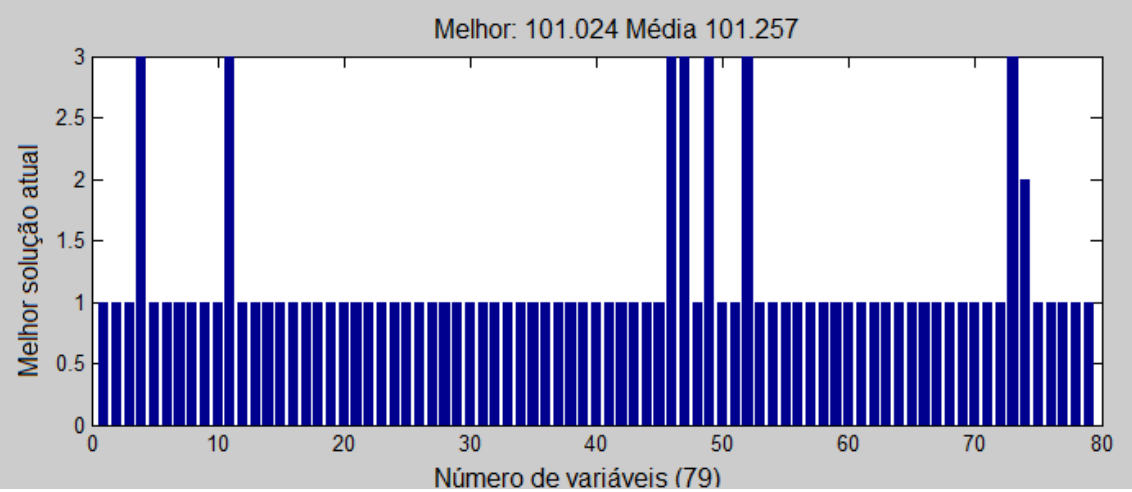

Figura 5.8: Solução Proposta para o segundo cenário.

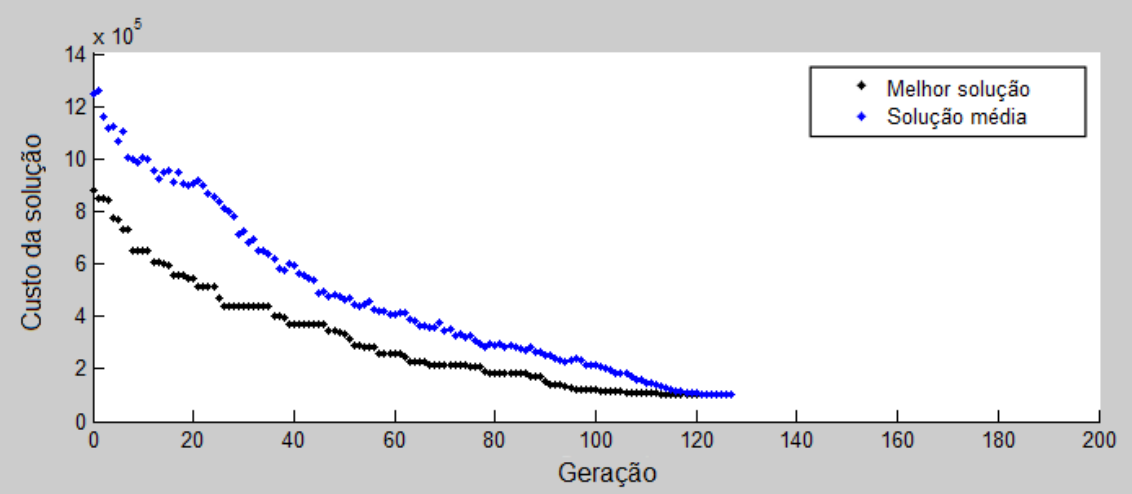

Figura 5.9: Evolução do custo no segundo cenário.

5.3.5 Cenário 3

O terceiro cenário considera uma geração distribuída equivalente a 5% da carga total, sendo que foram adotadas as mesmas premissas di cenário 2, sobre a distribuição da GD ao longo do sistema, para manter a coerência dos experimentos. A solução obtida está apresentada na Figura 5.10.

A evolução do custo médio (em azul) e do melhor custo de cada geração (em preto), podem ser vistas na Figura 5.11. Nota-se que foram necessárias cerca de 90 gerações para o algoritmo atingir uma solução para o problema.

Neste cenário, o custo da melhor solução foi de 73.625 unidades monetárias, o que corresponde a uma redução de 41.384 u.m. (35,98%) quando comparado ao caso base, enquanto o custo médio da última geração foi de 84.074 u.m.

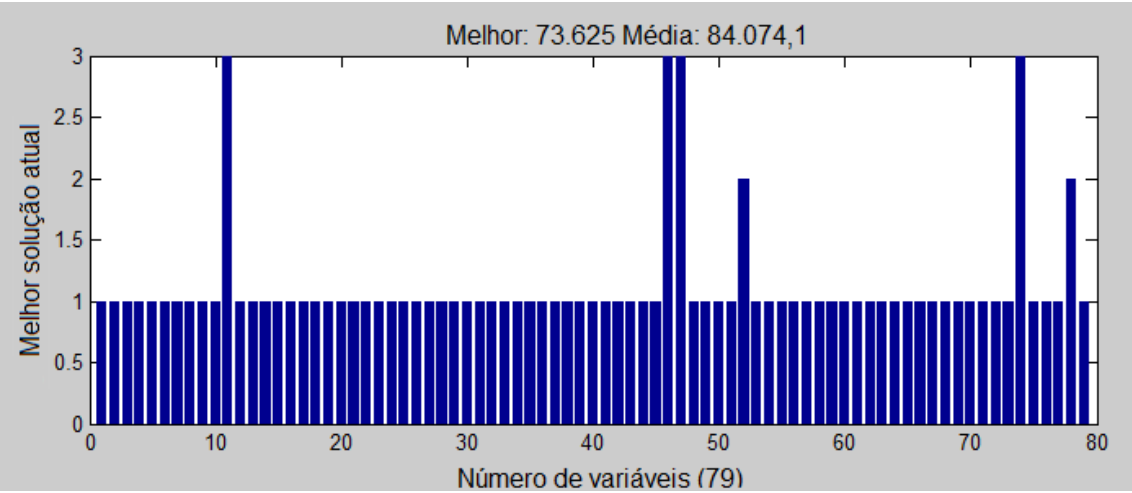

Figura 5.10: Solução Proposta para o terceiro cenário.

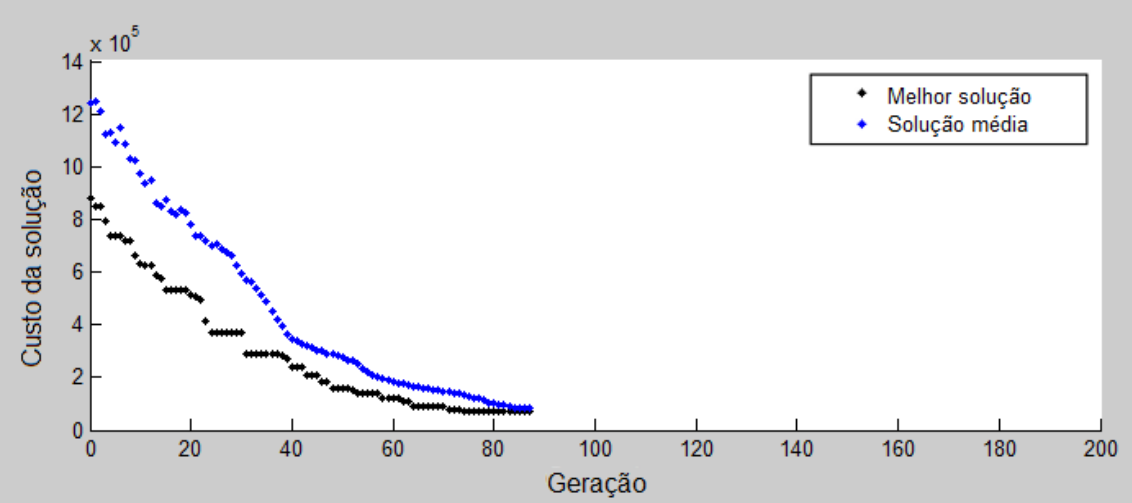

Figura 5.11: Evolução do custo no terceiro cenário.

5.4 Resultados Obtidos

Foram tdos três cenários possíveis utilizando o mesmo sistema de transmissão fictício, onde a única diferença foi a simulação de geração distribuída nos centros de carga. No primeiro cenário, a otimização foi realizada considerando que não existia nenhum índice de GD, e a carga deveria ser integralmente suprida pelas barras conectadas a fontes geradoras, servindo assim de base de comparação. No segundo cenário, foi considerada a presença de GD nos centros de carga, sendo capaz de suprir 1% do consumo de energia. Por fim, no cenário 3, foi considerada um nível de GD equivalente a 5% da carga.

Com os investimentos necessários em cada um dos cenários, para a expansão do sistema de transmissão fictício utilizado nos testes, é possível estimar uma tendência do impacto da geração distribuída nos custos do planejamento da expansão da transmissão. Essa comparação entre os custos é realizada na Tabela 5.5

Tabela 5.5: Resumo dos Resultados Obtidos.

Cenário	Geração Distribuída	Custo da Expansão	Economia (u.m.)	Economia (%)
1	0	115.009	–	–
2	1%	101.024	13.985	12,16%
3	5%	73.625	41.384	35,98%

Percebe-se que existe uma clara tendência de redução do custo de expansão do sistema de transmissão em resposta a níveis crescentes de geração distribuída, o que é condizente com o fato de que a GD representa uma quantidade significativa de energia gerada próxima à carga, reduzindo os fluxos necessários no sistema de transmissão.

É importante salientar que essa porcentagem depende de vários fatores, como a topologia dos circuitos de transmissão, a ocorrência de congestionamento na rede, a distribuição geográfica da geração distribuída, dentre muitos outros.

Além disso, a redução do número de linhas de transmissão construídas apresentam outros benefícios, como menos perdas no transporte da energia elétrica e menores impactos socioambientais. Uma análise sobre o impacto ambiental dos sistemas de transmissão podem ser encontrada na referência [30].

5.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a validação da ferramenta proposta na Seção 5.2, e os experimentos realizados na Seção 5.3, enquanto os resultados obtidos são mostrados na Seção 5.4.

No Capítulo 6 é feito um balanço do trabalho e dos resultados obtidos, bem como algumas sugestões de trabalhos futuros, que podem ser realizados como continuação desta pesquisa.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Considerações Finais

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta de otimização da expansão da transmissão para as fases preliminares de planejamento, etapas em quê nem sempre todas as informações da rede estão disponíveis, podendo resultar em não-convergência dos métodos de fluxo de carga não-lineares, como em situações de testes de geração e demanda, por exemplo, além de normalmente ser necessário analisar um grande número de alternativas. A ferramenta desenvolvida tinha ainda como objetivo ser simples e abrangente, podendo colaborar no estudo do impacto de diversos fatores no custo da expansão do sistema de transmissão.

Após seu desenvolvimento e validação, a ferramenta proposta foi utilizada para simular o impacto da presença de geração distribuída no custo da expansão de um sistema de transmissão fictício. Para isso foram realizados testes com três diferentes cenários. O cenário 1 não contemplava a presença de geração distribuída, o segundo simulava a presença de geração distribuída equivalente a 1% da carga consumida, e o terceiro cenário estabelecia que 5% do consumo seria suprido pela geração distribuída.

Os resultados obtidos indicaram uma clara tendência de economia nos investimentos necessários para a expansão do sistema de transmissão, em resposta ao aumento da oferta de geração distribuída, resultando em economias da ordem de 12% e 36% para os cenários 2 e 3, respectivamente. Esses resultados são coerentes com o fato de que uma porcentagem significativa da energia consumida seria produzida próxima a carga, através da geração distribuída, reduzindo o fluxo necessário através do sistema de transmissão. A partir desses resultados, pode-se concluir que a ferramenta proposta apresentou resultados dentro do esperado, não tendo problemas de convergência ou de confiabilidade.

6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

Algumas possibilidades de trabalhos futuros são:

- Expandir a ferramenta desenvolvida para abranger outros tipos de modelagem e métodos de busca;
- Criar um método de avaliar os impactos socioambientais utilizando ferramenta proposta;
- Utilizar a ferramenta desenvolvida para analisar as alternativas estudadas pela EPE na expansão do Sistema Interligado Nacional para a conexão de Belo Monte; e
- Desenvolver uma interface de troca de dados entre a ferramenta desenvolvida e o programa ANAREDE;

6.3 Trabalhos Publicados

6.3.1 Trabalhos no Tema

- Tiago F. Silva, André N. Souza, Caio O. Ramos, Danilo S. Gastaldello. Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão Utilizando Algoritmos Genéticos. X Latin-American Congress On Eletric Power Generations, Transmission and Distribution - CLAGTEE, Viña del Mar - Chile, 2013.
- Tiago F. Silva, André N. Souza, Caio O. Ramos, Danilo S. Gastaldello. Análise Bibliométrica da Expansão do Sistema de Transmissão. X Latin-American Congress On Eletric Power Generations, Transmission and Distribution - CLAGTEE, Viña del Mar - Chile, 2013.

6.3.2 Outros Trabalhos

- Tiago F. Silva, André N. Souza. Uso de bombas submersas com inversores de frequência. HYDRO, v. 91, p. 58-63, 2014.
- Caio O. Ramos, Tiago F. Silva, Danilo S. Gastaldello, André N. Souza. Seleção de Características para Detecção de Perdas Comerciais Usando o Software WEKA. X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE. Araxá, MG, 2013.
- Tiago F. Silva, André N. Souza, Haroldo L. Amaral. Aplicação de Bombas Submersas Trifásicas em Redes Monofásicas Utilizando Inversores de Frequência. X Latin-American Congress On Eletric Power Generations, Transmission and Distribution - CLAGTEE, Viña del Mar - Chile, 2013.
- Caio O. Ramos, André N. Souza, Tiago F. Silva, Danilo S. Gastaldello, João P. Papa. Study of Non-Technical Losses for Smart Grids Applications in Brazil. X Latin-American Congress On Eletric Power Generations, Transmission and Distribution - CLAGTEE, Viña del Mar - Chile, 2013.

- Danilo S. Gastaldello, André N. Souza, Maria G. Zago, Haroldo L. Amaral, Tiago F. Silva, João P. Papa. Metodologia de Localização de Faltas em Redes de Distribuição Subterrâneas Integrando PSCAD/EMTDC e Redes Neurais Artificiais. X IEEE/IAS International Conference on Industry Applications INDUSCON. Fortaleza, CE, 2012.

- Danilo S. Gastaldello, André N. Souza, Tiago F. Silva, Zita Vale, Pedro Faria. Silva, João P. Papa. Study of Proposed Identification of Non-Technical Losses of Electricity in Brazil. FIRST ELECON WORKSHOP. Porto, Portugal, 2013.

Referências Bibliográficas

[1] Empresa de Perquisa Energética. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica*. EPE, 2012.

[2] Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano da Operação Energética 2012/2016*. ONS, 2012.

[3] Empresa de Pesquisa Energética. Consumo de energia elétrica no comércio cresceu 7,9% em 2012. *Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica*, 64, jan/2012.

[4] L. A. Barroso, F. Porrua, M.V. Pereira, and B. Bezerra. Solving the major challenges in transmission asset investment in the competitive environment: The brazilian case. In *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pages 1–8, 2009.

[5] Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2021*. EPE, 2012.

[6] Irênio de Jesus Silva Junior. *Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Considerando Segurança e Planos de Programação da Geração*. UNICAMP, 2005.

[7] Operador Nacional do Sistema. *Sistema de Transmissão Horizonte 2013*. http://www.ons.org.br/download/mapas_sin/arquivo/transmissao-brasil-2013.zip, 2013.

[8] Empresa de Perquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrica PDEE 2006-2015 - Subsistema Centro-Sudeste*. EPE, 2005.

[9] Empresa de Perquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrica PDEE 2006-2015 - Subsistema Nordeste*. EPE, 2005.

[10] Empresa de Perquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico PDEE 2006-2015 - Subsistema Norte*. EPE, 2005.

[11] Empresa de Pesquisa Energética. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. EPE, 2012.

[12] Empresa de Perquisa Energética. *Balanço Energético Nacional BEN 2012*. EPE, 2012.

[13] A. Monticelli. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1983.

[14] Lieven Vandenberghe Stephen Boyd. *Convex Optimization*. 2004.

[15] Romero R., A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner. Test system and mathematical models for transmission network expansion planning. In *IEEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribuition*, 2002.

[16] D. E. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Addison Wesley Publishing Company, New York, 1989.

[17] Zbigniew Michalewicz. *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*. Springer, 1999.

[18] W. A. Stevenson Jr. *Elements of Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1962.

[19] Len L. Garver. Transmission network estimation using linear programming. In *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, 1970.

[20] Jun Hua Zhao, J. Foster, Zhao-Yang Dong, and Kit-Po Wong. Flexible transmission network planning considering distributed generation impacts. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(3):1434–1443, 2011.

[21] Peter Dondi, Deia Bayoumi, Christoph Haederli, Danny Julian, and Marco Suter. Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*, 106(1 e 2):1 – 9, 2002. Proceedings of the Seventh Grove Fuel Cell Symposium.

[22] S. Mukhopadhyay and B. Singh. Distributed generation: Basic policy, perspective planning, and achievement so far in india. In *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pages 1–7, 2009.

[23] J. Paska. Distributed generation and renewable energy sources in poland. In *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*, pages 1–6, 2007.

[24] Francesco Gulli. Small distributed generation versus centralised supply: a social cost-benefit analysis in the residential and service sectors. *Energy Policy*, 34(7):804 – 832, 2006.

[25] J.A. Momoh, Yan Xia, and G.D. Boswell. An approach to determine distributed generation (dg) benefits in power networks. In *Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American*, pages 1–7, 2008.

[26] A.C. Neto, M.G. da Silva, and A.B. Rodrigues. Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on*, pages 1–6, 2006.

[27] P. R. Khatri, V. S. Jape, N. M. Lokhande, and B. S. Motling. Improving power quality by distributed generation. In *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, pages 675–678 Vol. 2, 2005.

[28] R. Muralekrishnen and P. Sivakumar. Improving the power quality performance for distributed power generation. In *Computing, Electronics and Electrical Technologies (ICCEET), 2012 International Conference on*, pages 203–211, 2012.

[29] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, J. Mantovani, and Romero R. Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 147(3):149–156, 2000.

[30] Raquel S. Jorge and Edgar G. Hertwich. Environmental evaluation of power transmission in norway. *Applied Energy*, 101(C):513–520, 2013.