

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRÉ GUSTAVO BORGES ARANTES

ALOCAÇÃO DE RESERVA GIRANTE EM SISTEMAS HIDRO-
TÉRMICOS COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

CURITIBA

2017

ANDRÉ GUSTAVO BORGES ARANTES

ALOCAÇÃO DE RESERVA GIRANTE EM SISTEMAS HIDRO-
TÉRMICOS COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Thelma S. Piazza
Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay
Villa

CURITIBA

2017

A662a

Arantes, André Gustavo Borges

Alocação de reserva girante em sistemas hidro-térmicos com penetração de geração eólica / André Gustavo Borges Arantes. – Curitiba, 2017.
91 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes – Co-orientador:
Clodomiro Unsihuay Villa,.
Bibliografia: p. 84-88.

1. Energia elétrica – Conservação. 2. Energia eólica. 3. Recursos energéticos. 4. Usinas elétricas. I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza. III. Villa, Clodomiro Unsihuay . IV. Título.


CDD: 621.31930981

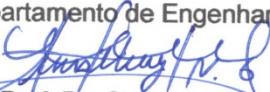
TERMO DE APROVAÇÃO

ANDRÉ GUSTAVO BORGES ARANTES

ALOCAÇÃO DE RESERVA GIRANTE EM SISTEMAS HIDRO-
TÉRMICOS COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:


Orientador: Prof. Dr. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Co-orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Villa
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Odilon L. Tortelli
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Roman Kuiava
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Andrea Lúcia Costa
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, UTFPR

Curitiba, 28 de abril de 2017.

A minha família por todo tempo e incentivo investidos durante toda
minha educação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha professora orientadora THELMA FERNANDES, por toda paciência e incentivo que vem sendo creditados a mim desde a época de graduação.

Aos AMIGOS pelo apoio e compreensão nos períodos mais conturbados, onde o tempo dedicados a eles passou a competir com estudos e trabalho.

Aos meu pais ROSALVO e ROSILINE ARANTES pelo amor, carinho, incentivo, confiança, paciência e tudo mais o que eles tiveram que sacrificar para que eu pudesse encontrar o melhor caminho para trilhar.

A meu irmão BRUNO ARANTES, por sempre estar ao meu lado, nos bons momentos de festa e comemoração, e nos ruins me confortando e colocando para frente, sem ele nada seria possível.

A minha namorada FERNANDA CHARLES, que desde o princípio incentivou e apoiou todas minhas decisões e sempre orou e agradeceu por todas nossas conquistas.

E a DEUS pois sem ele nada seria possível.

RESUMO

Tendo em vista a crescente diversificação da matriz energética brasileira, que tem aumentado sua participação térmica e eólica, deve-se dar redobrada atenção ao provimento de reserva girante, pois a intermitência e natureza aleatória dos ventos resulta em um grande desafio para coordená-la a um sistema hidrotérmico de grande porte. Isto exige aumento da disponibilidade de reserva girante como solução para diminuir o risco de déficit nos momentos de quedas na geração eólica, o que resulta em um custo operativo maior. Assim, este trabalho propõe modelo computacional de apoio à decisão para despacho de potência e reserva para diferentes níveis de penetração de energia eólica e diversidade hidrológica. Para tanto, foi modelado um Fluxo de Potência Ótimo não linear e intertemporal, que além de realizar o despacho de potência ativa e reativa de um sistema hidrotérmico (incluindo restrições elétricas e energéticas) para um horizonte de uma semana ou um dia a frente, é capaz também de fazer alocação ótima de reserva girante (hidráulica e térmica). O modelo foi testado em um sistema de 33 barras que representa o sistema sul equivalente do Brasil. Os resultados obtidos para diferentes cenários hidrológicos e diferentes níveis de penetração eólica são capazes de identificar diferentes despachos de potência e de reserva distribuídos entre as fontes hidroelétricas e térmicas, assim como identificar diferentes custos operacionais envolvidos.

Palavras chave: Reserva girante, geração eólica, despacho eólico hidrotérmico

ABSTRACT

In view of the increasing diversification of the Brazilian energy matrix, which has increased its thermal and wind participation, attention should be paid to the provision of spinning reserve, because the intermittency and random nature of the winds result in a great challenge to coordinate it with a large hydrothermal system. This requires increasing the availability of spinning reserve as a solution to reduce the risk of deficits at times of wind power downtime, which results in a higher operating cost. Thus, this paper proposes a computational decision support model for power dispatch and reserve for different levels of wind energy penetration and hydrological diversity. In order to do so, a nonlinear and intertemporal Optimal Power Flow was modeled which, in addition to performing the active and reactive power dispatch of a hydrothermal system (including electrical and energy restrictions) for a horizon of one week or one day ahead, is capable also to allocate optimal spinning reserve (hydraulic and thermal). The model was tested in a system of 33 buses that represents the south equivalent system of Brazil. The results obtained for different hydrological scenarios and different levels of wind penetration are able to identify different power and reserve dispatches distributed between hydroelectric and thermal sources, as well as to identify different operational costs involved.

Key words: Spinning reserve, wind generation, hydropower

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 3.1	OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES (MME E EPE, 2016).....	32
FIGURA 3.2	MAPA DOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA (HTTP://SIGEL.ANEEL.GOV.BR/SIGEL.HTML).....	33
FIGURA 3.3	MAPA DAS POTENCIALIDADES EÓLICAS DO BRASIL (CBEE).....	34
FIGURA 3.4	POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DO PARANÁ A 50 M DE ALTURA (COPEL)	35
FIGURA 3.4	CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR ENERCON E48	37
FIGURA 3.5	PERFIL PERCENTUAL DE GERAÇÃO EÓLICA PALMAS – VERÃO	38
FIGURA 3.6	PERFIL PERCENTUAL DE GERAÇÃO EÓLICA PALMAS – OUTONO	39
FIGURA 3.7	PERFIL PERCENTUAL DE GERAÇÃO EÓLICA PALMAS – INVERNO.....	39
FIGURA 3.8	PERFIL PERCENTUAL DE GERAÇÃO EÓLICA PALMAS – PRIMAVERA.....	39
FIGURA 5.1	SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS	63
FIGURA 5.2	FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA CIRCULANTE PELA LINHA 7	67
FIGURA 5.3	FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA CIRCULANTE PELA LINHA 24	67
FIGURA 5.4	FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA CIRCULANTE PELA LINHA 44	68
FIGURA 5.5	FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA CIRCULANTE PELA LINHA 7, MODO WFLUXO LIGADO, DIFERENTES PERFIS DE VENTO	75
FIGURA 5.6	DESPACHO TOTAL DE POTÊNCIA E RESERVA HORÁRIA - PERÍODO SECO	77
FIGURA 5.7	DESPACHO TOTAL DE POTÊNCIA E RESERVA HORÁRIA PERÍODO ÚMIDO.....	78

FIGURA. 5.8 ALOCAÇÃO DE RESERVA TÉRMICA HORÁRIA PERÍODO SECO	79
FIGURA 5.9 ALOCAÇÃO DE RESERVA HIDRÁULICA HORÁRIA POR USINA PERÍODO ÚMIDO.....	80
FIGURA 5.10 ALOCAÇÃO DE RESERVA HIDRÁULICA E TÉRMICA HORÁRIA POR USINA - PERÍODO HÍBRIDO	81
FIGURA 5.11 EONS X CUSTO.....	82

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1	DADOS OPERACIONAIS DOS GERADORES (COSTA, 2004)	31
TABELA 3.1	POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA NO ESTADO DO PARANÁ, POR ALTURAS E FAIXAS DE VELOCIDADE DOS VENTOS (COPEL).....	35
TABELA 3.2	PARÂMETROS DO AEROGERADOR-ENERCON E48 – 800 KW	37
TABELA 5.1	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA CADA TIPO DE ALOCAÇÃO DE RESERVA (CENÁRIO 1)	65
TABELA 5.2	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA CADA TIPO DE ALOCAÇÃO DE RESERVA (CENÁRIO 1)	69
TABELA 5.3	MAGNITUDES DE TENSÃO NA BARRAS REFERENTE À HORA 19 (PICO DE CARGA).....	70
TABELA 5.4	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA OS DOIS CASOS DE LIMITAÇÃO DE TENSÃO.....	71
TABELA 5.5	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA CADA TIPO DE ALOCAÇÃO DE RESERVA (CENÁRIO 1 E 2).....	72
TABELA 5.6	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA CADA TIPO DE ALOCAÇÃO DE RESERVA (CENÁRIO 3 E 4).....	73
TABELA 5.7	VALORES ENERGÉTICOS DIÁRIOS DE DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA PARA CADA TIPO DE ALOCAÇÃO DE RESERVA (DIFERENTES ESTAÇÕES DO ANO)	74
TABELA 5.8	COMPARAÇÃO RESULTADOS PERÍODO SECO X ÚMIDO	78
TABELA 5.9	ANÁLISE DE CUSTO OPERACIONAL PERÍODO SECO	81
TABELA A-1	DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DA FIGURA 4.1.....	89

TABELA A-2	DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES DA FIGURA 4.1.....	90
------------	--	----

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CMA-ES	<i>Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy</i>
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EENS	Expectativa de Não Suprimento de Carga
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EONS	Energia Eólica Não Suprida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GSO	<i>Group Search Optimizer</i>
LACTEC	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
MME	Ministério de Minas e Energia
NSGA II	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm - II</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIGEL	Sistema de Informação Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE ABREVIATURAS E SIMBOLOS

ρ	–	Densidade do Ar
η	–	Eficiência Conjunto Gerador/Transmissões Mecânicas e Elétricas
A	–	Área Varridas pelo Rotor
amax	–	Limite Máximo de Taps do Transformador
amin	–	Limite Mínimo de Taps do Transformador
Cp	–	Coefficiente Aerodinâmico de Potência do Rotor
C(Pgt)	–	Custo de Geração Termelétrica
C(Rgt)	–	Custo de Reserva Térmica
e	–	Parte Real do Fasor de Tensão
EONS	–	Energia Eólica não Suprida
f	–	Parte Imaginária do Fasor de Tensão
F _{lmax}	–	Limite Máximo de Fluxo de Potência Ativa na Linha
F _{lmin}	–	Limite Mínimo de Fluxo de Potência Ativa na Linha
f.o.	–	Função Objetivo
META	–	Meta de Geração Hidráulica
nb	–	Número de Barras
ngt	–	Número de Usinas Térmicas
Nhoras	–	Horas por Período
np	–	Número de Períodos
Pd	–	Demanda de Potência Ativa
Pd _{prev}	–	Demanda Prevista
Per _{CReserva}	–	Percentual do Total de Carga
Per _{CReserEólica}	–	Percentual da Geração Eólica
Pgeol	–	Potência Ativa Eólica Gerada
Pghmax	–	Limite Máximo de Geração Ativa Hidrelétrica
Pghmin	–	Limite Mínimo de Geração Ativa Hidrelétrica
Pgtmax	–	Limite Máximo de Geração Ativa Termelétrica
Pgtmin	–	Limite Mínimo de Geração Ativa Termelétrica
Qd	–	Demanda de Potência Reativa
Qgeol	–	Potência Reativa Eólica Gerada
Qghmax	–	Limite Máximo de Geração Reativa Hidrelétrica

Q_{ghmin}	–	Limite Mínimo de Geração Reativa Hidrelétrica
Q_{gtmax}	–	Limite Máximo de Geração Reativa Termelétrica
Q_{gtmin}	–	Limite Mínimo de Geração Reativa Termelétrica
RES	–	Reserva Girante
R_{gh}	–	Reserva de Geração Ativa Hidráulica
R_{gt}	–	Reserva de Geração Ativa Térmica
RR_{acresc}	–	Taxa de Acréscimo de Tomada de Carga das Usinas Térmicas
$RR_{decresc}$	–	Taxa de Decréscimo de Tomada de Carga das Usinas Térmicas
t	–	Tempo
t_{op}	–	Auxiliar para Tempo de Tomada de Carga para Usinas Termelétricas
u	–	Vetor Unitário
V	–	Tensão
W_c	–	Coeficiente Ajustável Relacionado aos Custos de Geração Termelétrica
W_{cc}	–	Coeficiente Ajustável Relacionado ao Corte de Carga que Procura Manter a Carga o mais Próximo do Valor Previsto
W_{flux}	–	Coeficiente Ajustável Relacionado à Maximização das Variáveis de Folga Referentes ao Fluxo na Linhas
W_{mc}	–	Coeficiente Ajustável Relacionado ao Corte de Carga que Procura Maximizar o Valor da Carga
W_p	–	Coeficiente Ajustável Relacionado às Perdas Elétricas
W_{res}	–	Coeficiente Ajustável Relacionado aos Custos de Reserva

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	CONTEXTO.....	18
1.1.1	Alocação de Reserva Girante no Despacho de Apenas Unidades Térmicas.....	18
1.1.2	Alocação de Reserva Girante de Apenas Unidades Térmicas com Penetração Eólica	19
1.1.3	Despacho de Geração de Sistemas Hidrotérmicos	20
1.1.4	Alocação de Reserva Girante para Sistemas Hidrotérmicos com Penetração Eólica	22
1.2	OBJETIVOS	25
1.2.1	Objetivo Geral.....	25
1.2.2	Objetivos Específicos	25
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	26
2	SERVIÇOS ANCILARES	27
2.1	INTRODUÇÃO	27
2.2	SERVIÇOS ANCILARES.....	27
3	GERAÇÃO EÓLICA.....	31
3.1	INTRODUÇÃO	31
3.2	PANORÂMICA BRASILEIRO.....	31
3.3	PANORÂMICA PARANAENSE	34
3.4	FUNDAMENTOS SOBRE GERAÇÃO EÓLICA	36
4	FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO INTERTEMPORAL.....	40
4.1	FORMULAÇÃO DO FPO INTERTEMPORAL PARA DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA.....	42
4.1.1	Dados de carga, meta hidráulica e geração eólica.....	42
4.1.2	Dados Operacionais.....	44

4.1.3	DadosReferentes àReserva Girante Planejada.....	47
4.1.4	Variáveis de Otimização	49
4.1.5	Função Objetivo	51
4.1.6	Restrições de Igualdade: Balanço de Potência Ativa e Reativa	54
4.1.7	Restrições de Desigualdade Referentes às Metas Energéticas	55
4.1.8	Restrições de Desigualdade Referentes à Reserva Girante	56
4.1.9	Restrições de Desigualdade Referentes aos Limites Físicos e Operacionais	57
4.1.10	Restrições de desigualdade referentes aos limites de tomada de carga das usinas térmicas	58
5	RESULTADOS	62
5.1	INTRODUÇÃO	62
5.2	CASO TESTE.....	62
5.3	FUNCIONALIDADE DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL	64
5.4	IMPACTOS DA GERAÇÃO EÓLICA.....	73
5.5	APRESENTAÇÃO COMPLETA DE RESULTADOS FORNECIDOS PELO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO.....	76
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	83
	REFERÊNCIAS.....	84
	ANEXO A: DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS	89

1 INTRODUÇÃO

Os grandes potenciais hidrelétricos no Brasil estão se tornando cada vez mais escassos e isto tem levado a uma diversificação da sua matriz elétrica. Assim, tem se observado a agregação de outras fontes de energia além da predominante geração hidrotérmica, tal como a fonte eólica que tem firmado seu potencial e competitividade dentro do cenário nacional, principalmente no Nordeste.

A energia eólica é uma fonte limpa e de baixos impactos ambientais, no entanto existe uma grande dificuldade em se prever a força dos ventos, e dependendo de sua parcela de geração, o sistema pode se tornar vulnerável, pois a geração eólica é intermitente e só gera se houver vento, caso contrário não há geração.

Esta aleatoriedade e a intermitência da geração eólica, fruto da aleatoriedade da velocidade dos ventos, faz com que haja necessidade de mais reserva girante, para garantir a segurança no fornecimento de energia.

Regras determinísticas para cálculo de reserva girante estabelecem que a capacidade de reserva pode ser determinada como sendo equivalente à maior unidade da rede ou uma fração da carga total no pico ou uma combinação de ambas. No entanto, levando em consideração a maior incerteza das fontes eólicas, um cuidado maior no estabelecimento da reserva deve ser tomado, pois as exigências para a mesma são maiores para sistemas com grande penetração eólica. Assim, à medida que a penetração de geração eólica aumenta, aumenta também a necessidade de se dispor de mais reserva girante a fim de diminuir riscos de déficit nos momentos de quedas na geração eólica. Isto exige cuidado na alocação de potência e reserva, a fim de se encontrar um agendamento adequado que pode ser atendido pelas hidrelétricas e/ou termoelétricas.

A reserva girante deve considerardois aspectos: os parâmetros de confiabilidade do sistema que levam a prever reserva para suprir casos extraordinários (tais como, queda de linhas, aumento imprevisto de carga, entre outros) e o nível de penetração de geração eólicaque leva a prever disponibilidade de outras fontes a fim de atender a carga em momentos de escassez de vento.

Este trabalho trata desta questão de alocação de reserva girante conjuntamente com a de despacho de potência de sistemas hidrotérmicos considerando diferentes níveis de penetração de energia eólica, diversidade hidrológica e restrições de operação.

Os tópicos a seguir visam inserir o leitor no contexto do trabalho, apresentando os trabalhos já realizados e onde está inserido este estudo, assim como descrever o objetivo principal e a proposta.

1.1 CONTEXTO

Os trabalhos sobre despachos e alocação ótima de reserva girante podem ser divididos em quatro classes:

- alocação de reserva girante ao se comissionar apenas unidades térmicas (*Unit Commitment*);
- alocação de reserva girante no *Unit Commitment* de apenas unidades térmicas com penetração eólica;
- despacho de geração de sistemas hidrotérmicos;
- alocação de reserva girante para sistemas hidrotérmicos com penetração eólica.

1.1.1 Alocação de Reserva Girante no Despacho de Apenas Unidades Térmicas

A literatura apresenta vários trabalhos que descrevem métodos probabilísticos para otimização da reserva, tal como o trabalho de Gooiet *alli* (1999) que foi um dos primeiros a otimizar a reserva girante em um problema de comissionamento de unidades térmicas.

Na linha de se introduzir restrições de confiabilidade no problema de comissionamento de unidades geradoras térmicas, tais como probabilidade de perda de carga e expectativa de energia não suprida citam-se Bouffard e Galiana (2004) e Simopoulos, Kavatza, e Vournas (2006) que formularam problemas de otimização de grande porte com variáveis inteira-mista. Costa (2004) que realizou alocação ótima conjunta de energia e reservas operativas baseada em Fluxo de Potência Ótimo. Ou ainda Wang, Wang e Wu (2005) e

Ortega-Vazquez, Kirschen e Pudjianto (2006) que estudaram relações entre confiabilidade e aspectos econômicos no problema do comissionamento.

Já em sistemas que possuem um mercado de reserva girante, pode-se citar o trabalho de Amirahmadi e AkbariForoud (2013) que alocaram reserva girante num problema de comissionamento de unidade térmicas levando em consideração lances de custo de déficit de carga para diferentes cenários. A função objetivo minimizou a expectativa de energia não suprida e o problema de otimização inteiro-misto foi resolvido pelo *software* GAMS.

Shayesteh, Yousefi e Mogahddam (2010) modelaram um programa de resposta à demanda como fonte de suprimento a reserva girante para planejamento de um dia à frente. Neste modelo algumas cargas pré-selecionadas foram modeladas como fontes virtuais de geração, proporcionando ganhos sob os pontos de vista econômicos e de confiabilidade.

Partovi, Nikzad, Mozafari, Babak e Ranjbar (2011) também apresentaram um modelo probabilístico para prover reserva girante horária, utilizando conceito de expectativa de energia não suprida. Semelhantemente, Sahebi e Hosseini(2014) propuseram um esquema de resposta a demanda emergencial para um problema estocástico de comissionamento de unidade geradoras.

1.1.2 Alocação de Reserva Girante de Apenas Unidades Térmicas com Penetração Eólica

Entre os trabalhos que tratam de alocação de reserva girante para sistemas térmicos com grande penetração de geração eólica citam-se:

- Liu e Tomsovic (2012) que inseriram no problema de comissionamento de unidades térmicas e eólicas (*Unit Commitment*) a otimização da alocação de reserva girante. A formulação levou em consideração a probabilidade de erro na previsão da geração eólica e da carga, a qual é usada para calcular a expectativa de não suprimento de carga (EENS). A função objetivo minimiza o custo de energia da reserva girante e da perda de carga. O problema de otimização inteiro-mista foi resolvido por técnicas clássicas de programação;

- Chenet *alli* (2014) que propuseram um despacho de geração ativa multiárea com forte penetração de geração eólica. O problema de otimização foi resolvido por Enxame de Partículas e faz alocação de reserva girante

considerando diferentes perfis de expectativa de perda de carga e geração e analisou o impacto que estas perdas tem no carregamento das linhas de intercâmbio entre áreas, prevendo, mais reserva próximo à área de atuação dos parques eólicos a fim de evitar congestionamento nas linhas de intercâmbio em situações de indisponibilidade de geração eólica;

- Reddy *et alli* (2013) que propuseram um despacho convencional de geração ativa com alocação de reserva girante que incluiu custos sobre e subestimados quanto à disponibilidade de geração eólica. O problema de otimização foi resolvido pela técnica *Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy* (CMA-ES);

- Li *et alli* (2014) que converteram as restrições probabilísticas relacionadas a natureza estocástica da carga de geração eólica em restrições determinísticas usando a teoria *p-efficient point* para resolver o despacho de geração e reserva girante;

- Chen, Chen e Lee (2014) que apresentaram um despacho econômico multiárea determinístico para integrar a geração eólica e a questão da capacidade de transmissão das linhas;

- Nasrolahpour e Ghasemi (2015) que formularam um problema mestre de comissionamento de unidades, despacho de geração, reserva girante e reconfiguração da rede resolvido por Decomposição de *Benders*. Após a solução do problema mestre, um subproblema escravo que ativa as reservas alocadas frente a diferentes cenários é executado. Caso não haja provimento das restrições operacionais, como limites de carregamento nas linhas, realizam-se novos ajustes operacionais e o problema mestre é novamente executado.

1.1.3 Despacho de Geração de Sistemas Hidrotérmicos

Existem vários trabalhos que envolvem o problema de pré-despacho hidro-térmico (sem consideração ainda da reserva girante) tais como:

- Luo, Habibollahzadeh e Semlyen (1989) que desenvolveram um modelo de despacho hidrotérmico e o resolveram por meio de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e equações de coordenação;

- Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) que propuseram um modelo no qual as restrições relacionadas à parte reativa do sistema de transmissão são incorporadas no problema de pré-despacho;

- Chiavegato, Oliveira e Soares (2001) onde o problema de minimização das perdas de transmissão do pré-despacho de sistemas de energia elétrica foi abordado através de um modelo linearizado da rede e resolvido via Relaxação Lagrangeana e Método de Pontos Interiores;

- Provençano (2003) que estudou individualmente cada unidade geradora componente de uma usina hidrelétrica e propõe uma maneira de incorporar as informações referentes ao rendimento de cada turbina da usina;

- Santos e Ohishi (2004) que construíram modelo baseado em algoritmos genéticos e em técnicas de otimização contínua não linear;

- Probst (2006) que propôs um modelo de pré-despacho de um sistema hidrotérmico formulado através de modelo de fluxo em redes e resolvido pelo Método de Pontos Interiores;

- Azevedo (2006) que desenvolveu um modelo de otimização a usinas individualizadas e um modelo de fluxo de potência ótimo linear visando contribuir para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos;

- Carvalho e Oliveira (2009) desenvolveram um modelo de pré-despacho linear que minimiza as perdas de transmissão e o custo de geração de um sistema hidrelétrico, formulado como um modelo de fluxo em redes. A matriz obtida pela aplicação do Método dos Pontos Interiores Primal-Dual é reduzida de forma que o sistema linear final pode ser implementado de forma eficiente;

- Borges, Fernandes e Almeida (2011) que aplicaram o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) ao pré-despacho de potência ativa e reativa por meio da minimização das perdas de transmissão e dos custos termelétricos no qual as hipóteses simplificadoras de Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) foram utilizadas;

- Osório, Matias e Catalão (2013) que fizeram uma revisão das principais ferramentas empregadas pela comunidade técnico-científica para otimizar e planejar o despacho de curto prazo (entre um dia e uma semana) de sistemas hidrelétricos. As metodologias desenvolvidas ao longo dos últimos anos podem ser divididas em dois grupos principais. De um lado, Programação Dinâmica (PD), Programação Linear (PL), Programação Não Linear (PNL), Programação

Quadrática (PQ), Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Do outro, Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), Programação Inteira Quadrática Mista (PIQM), na área das ferramentas clássicas de otimização; e algoritmos de inteligência computacional, tais como otimização por enxame de partículas ou redes neurais. A adoção de uma ou outra ferramenta depende do tamanho e complexidade do sistema, da precisão necessária, do tempo computacional que se deseja, do horizonte de despacho e de outras variáveis.

1.1.4 Alocação de Reserva Girante para Sistemas Hidrotérmicos com Penetração Eólica

Pioneiramente, Soder (1993) analisou o impacto que a geração eólica tem sobre o planejamento das margens de reserva de energia em um sistema hidrotérmico com suplementação eólica. Nele, um modelo convencional de despacho eólico-hidrotérmico de 24 horas foi estendido para incluir a incerteza da carga e velocidade dos ventos a fim de obter diferentes necessidades de reserva (instantânea, rápida e lenta) que depende da saída de usinas convencionais e incertezas das cargas e geração eólica. Basicamente, o trabalho estima o aumento da necessidade de reserva que advém da introdução de energia eólica. Primeiramente, simulou-se um despacho convencional sem incluir o requisito de reserva, na sequência agregou-se a reserva instantânea, seguida da rápida e depois da lenta.

Recentemente, pode-se citar:

- Zhenget *alli* (2015) que propuseram um problema de comissionamento de unidades hidro, termoelétricas e reserva girante, cuja função objetivo minimiza custo das térmicas, incorpora perdas elétricas no balanço de carga (mas, sem representação da rede elétrica). As restrições englobam os limites operacionais das máquinas, restrições hidráulicas, restrições de reserva girante para cada geradora a cada período levando em consideração estudos prévios de Expectativa de Energia Não Suprida. O problema de otimização foi resolvido pela técnica GSO (*GroupSearchOptimizer*);

- Yuan *et alli* (2015) que introduziram o despacho de geração eólica em um problema hidrotérmico, cujo função multi-objetivo incluiu minimização do custo de geração térmico, emissão de poluentes e custo dos geradores eólicos.

O custo de geração eólica levou em consideração a incerteza da disponibilidade dos ventos, incorporando custo de sobre e subestimativa de geração eólica. Este valor advém da maior ou menor alocação de reserva girante em caso de escassez ou sobra de energia, respectivamente. As restrições envolvem balanço de potência (sem consideração da rede elétrica), limites operacionais convencionais e balanço hídrico. O problema foi resolvido pelos Algoritmos Genéticos Multiobjetivo NSGA III (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II*);

- C. Unsuhay-Vila, T. da Luz, E. Finardi (2015), que propõem um problema de otimização não linear inteira mista para alocação de reserva girante na programação da operação eólico hidrotérmico, mas utilizando representação linear da rede elétrica. O problema se resolve via técnicas de decomposição lagrangiana.

Desta breve relação de trabalhos relacionados a despacho de geração de potência e reserva girante conclui-se que:

- existem poucos trabalhos que abordam a questão de despacho de geração hidrotérmico de grande porte com penetração eólica;

- a maior parte dos trabalhos existentes que alocam reserva girante tratam do comissionamento de unidades térmicas ou hidráulicas sem levar em consideração os aspectos elétricos da rede como congestionamento de linhas e de tensão.

Assim, pretende-se desenvolver uma formulação matemática que realize despacho de geração de potência e reserva girante para um sistema hidrotérmico com complementação eólica dando ênfase aos aspectos elétricos da rede. Para tanto as seguintes premissas devem ser consideradas:

- pressupõe-se que o comissionamento de unidades térmicas e hidráulicas já tenha sido realizado;

- pressupõe-se que o estudo de previsão de carga, disponibilidade de unidades geradoras e de ventos, que fornece a respectiva probabilidade de expectativa de energia não suprida também já tenha sido realizada;

- pressupõe-se que metas energéticas hidráulicas já foram obtidas através de estudos prévios realizados na fase de planejamento energético de curto prazo.

A partir destas premissas, o problema da programação do despacho (pré-despacho) de potência e reserva girante, dá espaço para as restrições de

segurança tais como os limites de transmissão, níveis de tensão na rede AC sejam considerados no processo de otimização da reserva girante e despacho de geração hidráulico e térmico que podem ser decisivos na programação ótima da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos com elevada penetração de geração eólica.

Para tanto, a formulação proposta se baseará no trabalho Borges, Fernandes e Almeida (2011) que levaram em consideração as experiências de: Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) que ignoram as restrições hidráulicas a fim de simplificar o problema de despacho de geração e viabilizar a modelagem tanto da parte de potência ativa quanto a potência reativa; e de Thomaz (2007), que utiliza o Método dos Pontos Interiores para a solução do modelo não linear (salientado os bons resultados obtidos pelo método).

O FPO a ser proposto neste trabalho, prioriza as restrições elétricas da rede possibilitando o despacho de potência ativa e reativa de usinas hidráulicas e térmicas, inclui restrições operacionais da rede elétrica, limites das linhas de transmissão que interconectam subsistemas que compõem a rede elétrica. Inclui restrições energéticas referentes à parte hidráulica e eólica (o que possibilita incluir complementariedade hidro-eólica e as sazonalidades de cada subsistema) e também inclui restrições apropriadas para a alocação ótima de reserva girante (hidráulica e térmica) para um dia à frente.

Assim, o principal diferencial da proposta deste trabalho está em incluir no processo da programação do despacho de geração eólico-hidrotérmico também o despacho da reserva girante, para diferentes condições de carga, sazonalidade de ventos e metas energéticas (condições hidrológicas), tudo isto, levando fortemente em consideração as restrições de segurança na rede AC, isto é, aspectos não lineares do problema, questões relacionadas aos limites de intercâmbio, e limites de tensão, os quais interferem no modo de se despachar geração e alocar reserva girante por subsistema. Destaca-se também a inclusão de restrição que monitora folgas de transmissão das linhas de intercâmbio entre subsistemas.

Para tanto, será formulado um Fluxo de Potência Ótimo intertemporal, cujo horizonte de estudo de 24 a 168 horas. Nele serão modelados as equações de balanço de potência ativa e reativa, limites operacionais de geração térmica e hidráulica, limites de magnitude de tensão, restrições de tomada de carga das

usinas térmicas e de fluxo de potência que fluem através das linhas de transmissão e que conectam os diversos subsistemas que compõem a rede elétrica. A geração de potência eólica é fixada conforme o perfil de ventos previsto para o horizonte de estudo em análise.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O presente projeto tem como objetivo geral a proposição de uma formulação matemática para solução da programação da operação energética de sistemas hidrotérmicos com penetração eólica, o qual, além de prever os despachos ótimos de geração hidrotérmica a cada período do horizonte de planejamento escolhido, também realiza a alocação ótima de reserva girante para diferentes níveis de confiabilidade.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para desenvolver o trabalho proposto, alguns objetivos específicos precisam ser alcançados:

- Realizar o estudo sobre reserva girante
- Buscar dados de ventos com o intuito de criar perfis de geração eólica para as futuras simulações;
- Formular um problema de otimização que determine reserva girante (hidráulica e térmica) para um horizonte de um dia a uma semana;
- Definir vários patamares de reserva de modo a entender o reflexo da penetração eólica no sistema;
- Propor cenários com diversidades hidrológicas a fim analisar o comportamento da formulação proposta;
- Simular sistema de teste que agregue características encontradas no sistema elétrico brasileiro.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esse trabalho apresenta cinco capítulos. No primeiro capítulo é apresentada uma contextualização, objetivos e justificativa deste trabalho. No segundo e terceiro capítulos, faz-se uma apresentação de conceitos básicos sobre serviços ancilares e geração e potência. O quarto capítulo descreve a formulação matemática dos FPO intertemporal proposto. O capítulo 5 apresenta resultados e discussões e por último, o capítulo 6 a apresenta conclusões e aponta trabalhos futuros.

2 SERVIÇOS ANCILARES

2.1 INTRODUÇÃO

Para que haja um certo grau de confiabilidade de um sistema de geração de energia elétrica, certas precauções são normalmente tomadas pelo órgão responsável por sua operação. Tais precauções visam, principalmente, ter respaldo para tomar uma atitude num caso que fuja da normalidade. Sendo assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, órgão responsável pela coordenação e controle da operação, geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, define uma série de regulações de modo a garantir um alto grau de confiabilidade de seu sistema. Tais regulações são chamadas de serviços ancilares.

O objetivo deste capítulo é esclarecer as definições e aplicações referentes aos serviços ancilares.

2.2 SERVIÇOS ANCILARES

Para Controle da Frequência e Manutenção da Segurança do Sistema os serviços ancilares são atividades imprescindíveis à operação do sistema elétrico de potência e constituem-se em recursos essenciais às ações do operador do sistema, de modo a atender os requisitos de continuidade no suprimento do produto energia elétrica, mantendo a estabilidade de frequência e de tensão.

Segundo o ONS os serviços ancilares responsáveis pela manutenção do valor da frequência próximo ao valor nominal são os serviços de regulação primária e regulação secundária. Estes serviços são providos por geradores que mantêm reservas de potência sincronizadas com o sistema. Já o serviço de regulação terciária consiste no estabelecimento de reservas de geração, as quais são utilizadas para a manutenção da segurança do sistema.

A regulação primária visa manter o equilíbrio entre a geração e a carga através do regulador de velocidade (COSTA, 2004). Este nível de regulação é realizada na usina e sua resposta está condicionada ao estatismo do regulador de velocidade, o qual deve estar disponível no intervalo de 10 a 20 segundos.

A atuação da regulação primária pode resultar em desvios da frequência em regime permanente, desta forma, para reestabelecer a frequência ao valor nominal, deve haver um agente regulador centralizado.

Já a regulação secundária consiste em corrigir os desvios provenientes das ações da regulação primária. Esta regulação pode ser manual, realizada por operadores do sistema elétrico, ou automática, com a atuação do Controle Automático de Geração (CAG), o qual deve estar disponível entre 1 e 10 minutos.

Na operação do sistema pode haver algumas eventualidades, como a parada de operação de um gerador, queda de linhas, entre outros, que acabam comprometendo o funcionamento do sistema elétrico. Sendo assim deve existir considerável reserva de operação já sincronizado ao sistema ou de rápida sincronização, disponíveis entre 30 e 60 minutos (E. SILVA, 2001). Além disso existem esquemas de interrupção de carga disponíveis, tais esquemas são automáticos e chamados Esquemas Regionais de Alívio de Cargas (ANEEL, 2001).

A reserva de operação é constituída por uma parte girante e outra não girante (COSTA, 2004):

- reserva girante que consiste na diferença entre a potência de operação e a total efetiva das unidades que já estão sincronizadas ao sistema, ou seja, é a sobra de potência das usinas em operação, sendo que aquelas que já estão operando no máximo não possuem reserva girante disponível;

- Reserva não girante que é constituída por aquelas usinas que não estão sincronizadas, mas disponíveis para sincronização dentro de um período de tempo especificado.

Para se definir os patamares de reserva inúmeros aspectos devem ser levados em consideração, cada sistema deve respeitar suas peculiaridades, dificuldades operacionais, tais como disponibilidade de recursos, congestionamento das linhas, custo de operação, riscos de saídas não programadas, erros de previsões, entre outros. Desta forma deve haver um planejamento centralizado que busque definir quais são as dificuldades a serem enfrentadas com o intuito de estar preparado para elas.

Segundo critérios estabelecidos pela ANEEL (2001) a reserva operativa no Brasil é dividida em quatro: Reserva Primária (R1), Reserva Secundária (R2), Reserva Terciária (R3) e Reserva Complementar (R4):

- reserva primária que é aquela que deve estar disponível para a atuação do regulador de velocidade de cada usina sincronizada, deve ser girante e corresponder a 1% da geração programada;

- reserva secundária que é a parcela destinada à regulação secundária. Deve ser girante e, eventualmente, pode complementar a reserva terciária, dependendo a necessidade de operação;

- reserva terciária que é utilizada para cobrir saídas não programadas; a qual deve ser girante;

- reserva complementar que é usada para suprir saídas de longa duração, podendo ser girante ou não e disponível em no máximo 24 horas.

Este trabalho trata da obtenção da reserva girante definida como:

- Reserva para regulação secundária: capacidade de geração disponível em até 10 minutos de unidades geradoras sincronizadas que podem responder aos sinais do CAG para aumentar sua geração, de modo a atender às variações normais da carga em tempo real (SOUZA e DECKER, 2002).

- Reserva girante: capacidade de geração, de unidades geradoras já sincronizadas, disponível em até 10 minutos para manter a segurança do sistema.

Para que efetivamente haja capacidade da ação dos serviços ancilares, um valor de reserva deve ser adotado levando em consideração as adversidades da geração e carga do sistema implantado. Sendo assim um estudo probabilístico deve ser efetuado de modo a encontrar um valor que torne o sistema seguro. Para tal existe no manual do Operador Nacional do Sistema Elétrico as diretrizes a serem seguidas apresentadas no capítulo 15, submódulo 23.3.

Consta no manual que alguns aspectos devem ser levados em consideração, são eles: carga, risco de não atendimento a carga aceitável, taxa de falha das unidades geradoras e as áreas de controle. Como trata-se de um cálculo mais detalhado, onde as informações muitas vezes oscilam, no próprio manual sugere se adotar um valor de 5% da carga total do sistema, mesmo naquelas situações onde o cálculo representa um valor menor. Deste modo este é o valor de reserva adotado no presente estudo, destacando que a capacidade

de reserva alocada deve necessariamente ser sincronizada e estar totalmente disponível em no máximo 10 minutos.

Vale comentar que o valor de 5% da carga para a reserva é utilizado em inúmeros outros estudos, como em SOUZA e DECKER (2002).

Para estudos da reserva girante é preciso levar em consideração a capacidade de tomada de carga de uma unidade geradora, que pode variar muito, dependendo de suas características de projeto. Usinas hidrelétricas de baixa altura de queda com conduto forçado curto podem ser sincronizadas e carregadas muito rapidamente. As usinas de grande altura, com conduto forçado longo, são limitadas no aumento de carga pela taxa de aceleração da água no conduto forçado, mas ainda pode-se considerar que possuem uma resposta rápida.

Assim, desde que as reservas são definidas em função da capacidade de geração disponível dentro de um intervalo específico de tempo, torna-se necessário considerar a taxa de tomada de carga das unidades geradoras no processo de otimização das reservas.

Portanto, neste trabalho, a tomada de carga das unidades geradoras é incorporada no processo de otimização de despacho da geração térmica e da reserva térmica. Os montantes de reservas alocados em uma unidade geradora devem respeitar as restrições de tomada de carga desta unidade, de acordo com as especificações para cada tipo de reserva.

A capacidade de tomada de carga das unidades hidráulicas será considerada instantânea e a das térmicas será incorporada de modo a respeitar especificações assumidas de sincronização.

A Tabela 2.1 apresenta alguns valores de taxas de acréscimo (RR_{acresc}) e decréscimo de tomada de carga ($RR_{decresc}$) para diferentes tipos de geradores térmicos.

Tabela 2.1 Dados operacionais dos geradores (COSTA, 2004)

Gerador	P _{gmax} [MW]	P _{gmin} [MW]	RR_{acresc} [MW/min]	$RR_{decresc}$ [MW/min]
A	200	20	2,2	-2,2
B	180	20	3,0	-4,2
C	150	10	1,8	-1,8
D	135	10	4,0	- 4,5
E	70	10	5,0	-8,0
F	110	12	3,0	4,0

FONTE: COSTA (2004)

3 GERAÇÃO EÓLICA

3.1 INTRODUÇÃO

Paralelo à confiabilidade do sistema está a implantação de novas tecnologias de geração de energia elétrica, adaptadas às diferentes fontes de energia, caso da energia eólica, que a cada ano vem conquistando maior participação na oferta do produto eletricidade. A energia proveniente da força dos ventos é renovável, não agride o meio ambiente e nem as atividades desenvolvidas pelo homem, como lavoura, pesca, entre outros, ou seja, é uma ótima alternativa frente a crescente necessidade de novas fontes de energia.

3.2 PANORÂMICA BRASILEIRO

Um dos maiores desafios da atualidade é encontrar fontes de geração onde o impacto ambiental e o custo sejam mínimos, dentre as diversas fonte estudadas com este fim, a geração a partir do vento recebe certo destaque (<http://www.cresesb.cepel.br/>).

No Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional (MME e EPE), houve um aumento de 77,1% da produção de eletricidade nos parques eólicos do ano de 2014 para 2015, 12.210 GWh e 21.626 GWh, respectivamente. Assim como a potência instalada apresentou um aumento de 56%, passando para 7.633 MW em 2015, 2.745 a mais que o ano anterior. Tais dados revelam um incentivo da

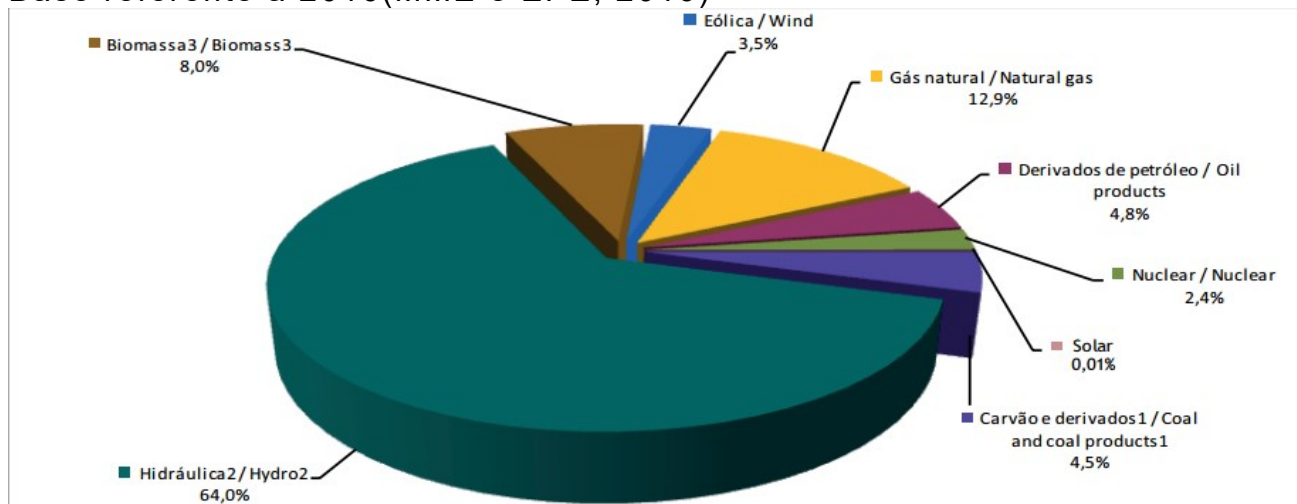
expansão deste módulo de geração, fato que gera reflexos nos modelos de operação da rede.

A Figura 3.1 ilustra as ofertas internas de energia elétrica no Brasil segundo o tipo de fonte.

No gráfico da Figura 3.1, encontra-se a parcela de geração do ano de 2015 para cada fonte. Naquele ano o total ofertado foi de 581,5 TWh, sendo 3,5% eólico. Como era esperado a fonte mais significativa continua a ser a hidráulica, no entanto a eólica tornou-se mais efetiva que a nuclear, alcançando a sexta fonte mais representativa.

Na Figura 3.2 é possível verificar onde estão alocados os parques geradores brasileiros, nota-se uma certa predominância na região do Nordeste. Isto ocorre em virtude dos estudos dos ventos e previsões de ventos realizados por órgãos como ANEEL, disponibilizando as informações em um portal chamado Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, entre outros.

Figura 3.1 Oferta Interna de Energia Elétrica por Fontes para Ano Base referente a 2016(MME e EPE, 2016)



FONTE: EPE (2016)

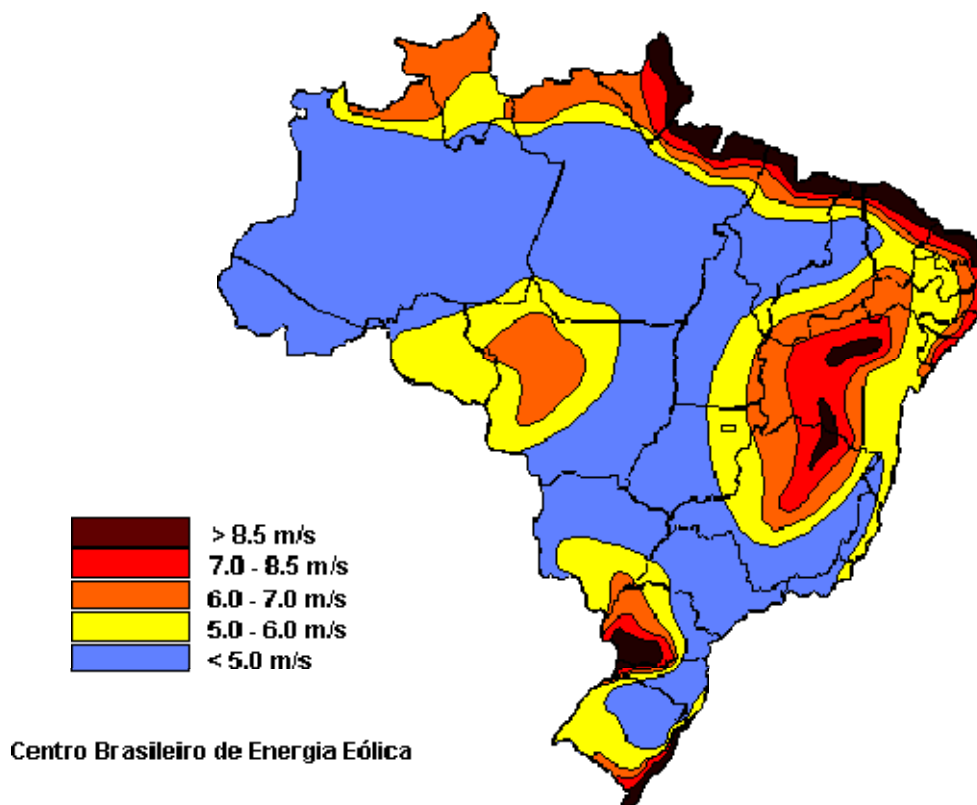
Figura 3.2 Mapa dos Empreendimentos de Geração Eólica
(<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>)



FONTE: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>

Confirmando a alocação dos parques, apresenta-se a Figura 3.3, de onde é possível entender tal alocação ao redor do país. Nota-se que existe um grande potencial disponível na Região Norte e Nordeste do país, assim como uma parcela significativa na região sul.

Figura 3.3 Mapa das Potencialidades Eólicas do Brasil (CBEE)



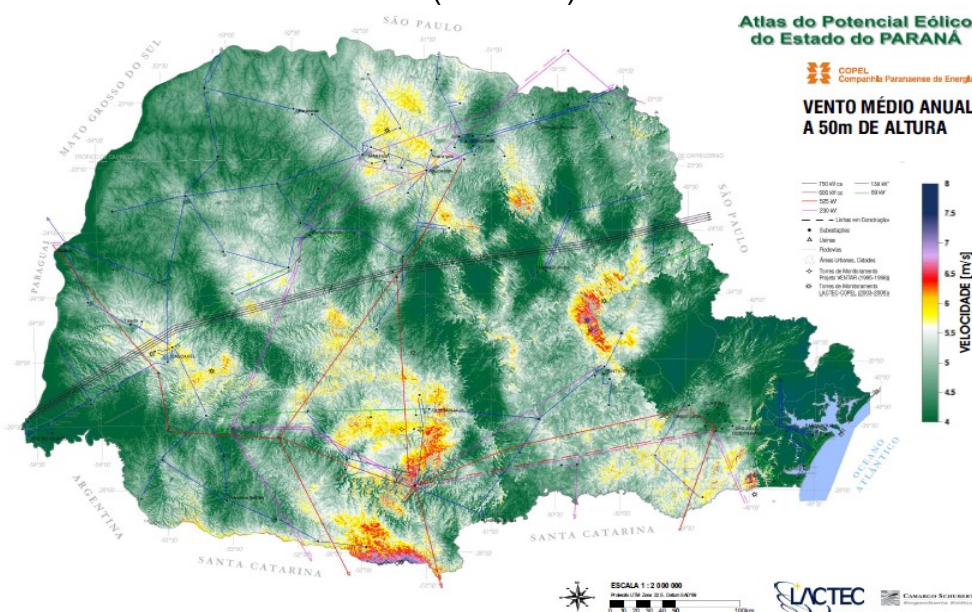
FONTE: CBEE (1999)

3.3 PANORÂMICA PARANAENSE

No Estado do Paraná as pesquisas sobre o potencial eólicos foram desenvolvidos pela COPEL com a criação do projeto Ventar em 1994. A partir destes estudos foi construída em 1999 a Usina Eólio-Elétrica de Palmas, com cinco aerogeradores de 500 kW cada, num total de 2,5 MW de potência instalada. Esta usina situada na região sul do estado, foi a primeira construída na região Sul do país. A COPEL detém 100% do controle do parque que a partir de 2012 passou a fazer parte do parque gerador da empresa.

A Figura 3.4 apresenta o mapa do Paraná com seu potencial eólico.

Figura 3.4 Potencial Eólico do Estado do Paraná a 50 m de Altura (COPEL)



FONTE: COPEL (2007)

A Tabela 3.2 elenca os potenciais aproveitáveis no Paraná, comparando ao que já está instalado no Brasil, somente no Paraná há possibilidade de dobrar a potência instalada, o que verifica que ainda existe a possibilidade de uma grande expansão desta fonte no estado e no país.

Tabela 3.1 Potencial de Geração Eólica no Estado do Paraná, por Alturas e Faixas de Velocidade dos Ventos (COPEL)

INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADE						INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
ALTURA [m]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [GWh]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	ENERGIA ANUAL [GWh]
50	6.0 - 6.5	3181	6362	0,228	12683	> 6.0	4033	8066	16792
	6.5 - 7.0	696	1392	0,268	3262	> 6.5	852	1704	4110
	7.0 - 7.5	139	278	0,305	743	> 7.0	156	312	847
	7.5 - 8.0	12	25	0,338	73	> 7.5	17	34	105
	8.0 - 8.5	3	7	0,368	22	> 8.0	5	9	32
	> 8.5	1	3	0,425	10	> 8.5	1	3	10
75	6.0 - 6.5	12152	24304	0,231	49254	> 6.0	15310	30619	64726
	6.5 - 7.0	2476	4952	0,270	11716	> 6.5	3158	6315	15471
	7.0 - 7.5	574	1148	0,308	3102	> 7.0	681	1363	3756
	7.5 - 8.0	96	193	0,344	580	> 7.5	107	215	654
	8.0 - 8.5	8	16	0,372	52	> 8.0	11	22	74
	> 8.5	3	6	0,414	22	> 8.5	3	6	22
100	6.0 - 6.5	25220	50440	0,234	103580	> 6.0	32638	65275	140255
	6.5 - 7.0	5730	11460	0,272	27289	> 6.5	7417	14835	36675
	7.0 - 7.5	1370	2739	0,310	7430	> 7.0	1687	3375	9386
	7.5 - 8.0	275	550	0,347	1672	> 7.5	318	636	1956
	8.0 - 8.5	37	75	0,377	246	> 8.0	43	85	284
	> 8.5	5	11	0,408	38	> 8.5	5	11	38

FONTE: COPEL (2007)

Do exposto, corrobora-se a importância de se aprimorar aos tradicionais estudos de planejamento e operação do sistema elétrico, a representação e os impactos da geração eólica que só tende a crescer nacionalmente.

Mais especificamente, este trabalho pontua questões relacionadas ao despacho de geração de potência e reserva girante para horizonte de 1 dia a uma semana, levando em consideração a inserção de geração eólica e sua intermitência na rede, ou seja, com consequente consideração de maiores níveis de energia não suprida por origem eólica.

A seguir, apresenta-se alguns conceitos básicos sobre geração eólica a fim de melhor contextualizar sua aplicação na formulação matemática a ser descrita no Capítulo 4.

3.4 FUNDAMENTOS SOBRE GERAÇÃO EÓLICA

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica, P_{geol} , obtida desse processo é (ALDABÓ, 2002):

$$P_{geol} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta \cdot C_p \quad (3.1)$$

Onde ρ é a densidade do ar ($1,225 \text{ kg/m}^3$) no nível do mar e a 15° C ; A é a área varrida pelo rotor; V é a velocidade dos ventos; η é a eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas ($0,93 \sim 0,98$); C_p é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico igual a $0,593$).

A literatura apresenta, a partir da monitoração de dados históricos, métodos numéricos de previsão de ventos. Este trabalho pressupõe que o estudo de previsão já está disponível para o horizonte de estudo de 1 dia a frente, discretizado para cada hora.

A partir dos dados de ventos horários medidos ou previstos, pode-se obter os equivalentes valores de potência eólica gerada, ou pela equação (3.1) ou diretamente de curvas de potência fornecida pelo fabricante do aerogerador.

Neste trabalho, tal como apresentado em Moraes (2016), a geração eólica é obtida a partir de curvas de potência. O aerogerador utilizado nas simulações é o

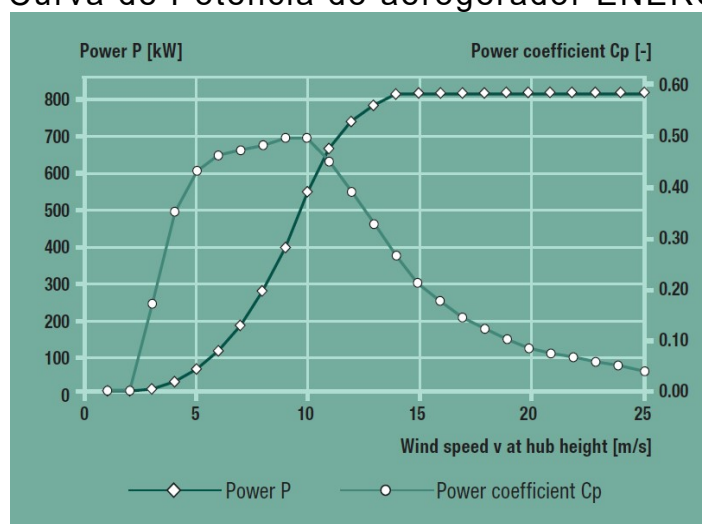
E48 do fabricante ENERCON, cujos dados estão dispostos na Tabela 3.3 e a curva de potência na Figura 3.4.

Tabela 3.2: Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 – 800 kW
Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800 kW

Potência média (kW)	800
Potência máxima (kW)	810
Velocidade na qual começa a gerar(m/s)	2
Velocidade onde a potência é máxima(m/s)	14
Velocidade máxima de geração de energia (m/s)	25
Velocidade máxima de resistência do vento (m/s)	50
Velocidade funcional do vento (m/s)	3 até 25
Altura da torre disponível (m)	50;60;75
Área varrida pelas pás (m ²)	1810

Fonte: ENERCON

Figura 3.4– Curva de Potência do aerogerador ENERCON E48



Fonte: ENERCON

Os dados de ventos horários são aplicados à curva representada na Figura 3.4 a fim de se obter os valores de geração correspondentes para cada valor de vento.

Como os dados de ventos previstos são horários, também são horários os dados de geração de potência eólica correspondentes. Assim, ao longo de cada dia é possível obter o perfil de geração eólica típica para cada dia e ou cada estação do ano.

Assim, a partir do histórico dos ventos, determinam-se os valores esperados dos ventos que fornecem um perfil de geração de potência eólica.

Nos estudos realizados neste trabalho, quatro perfis de gerações foram definidos com base nas informações da usina de Palmas. Tais dados foram coletados em quatro situações distintas, uma para cada estação do ano. Sendo assim a nomenclatura adotada para cada situação é justamente a estação que a originou: verão, outono, inverno e primavera.

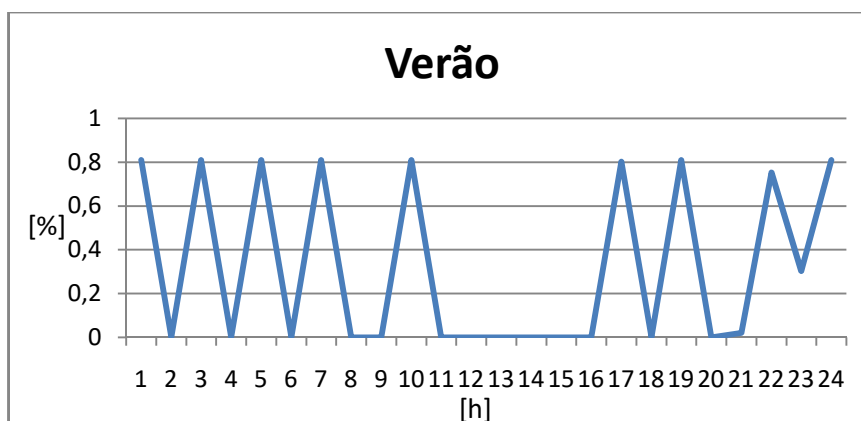
O aerogerador utilizado foi o E48 do fabricante ENERCON, cujos dados estão dispostos na Tabela 3.3 e a curva de potência na Figura 3.4.

Através dos dados do fabricante de cada aerogerador, sabe-se qual é o intervalo das velocidades dos ventos para os quais haverá geração de energia eólica. Cabe ressaltar que nem sempre quanto maior a velocidade do vento maior a geração eólica. Como apresentado na Tabela 3.3, para ventos com velocidade acima de 25 m/s não há geração de energia eólica para o aerogerador E48, quando atua um controle que altera o ângulo de passo reduzindo o ângulo de ataque ao fluxo de ar, fazendo com que o aerogerador produza apenas sua potência nominal.

As Figuras 3.5 a 3.8 ilustram o comportamento da geração eólica de 4 dias de um ano escolhidos aleatoriamente, sendo cada dia referente a uma estação do ano. Os dados foram obtidos a partir de medições fornecidas pelo SIMEPAR.

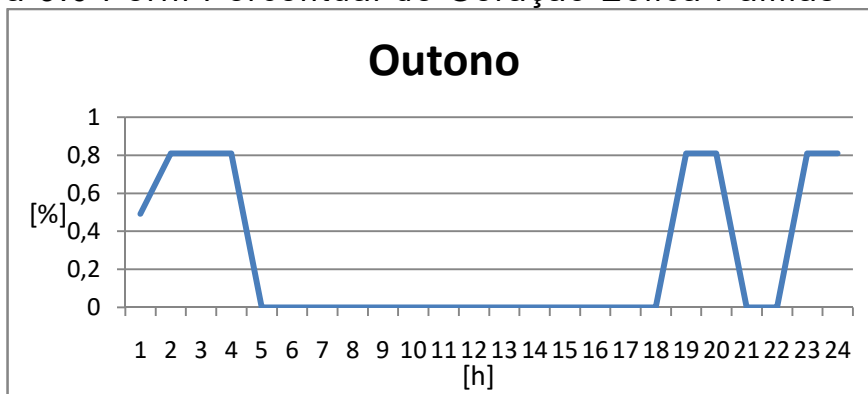
O eixo horizontal representa cada hora de um dia e o vertical a potência disponível em percentual.

Figura 3.5 Perfil Percentual de Geração Eólica Palmas – Verão



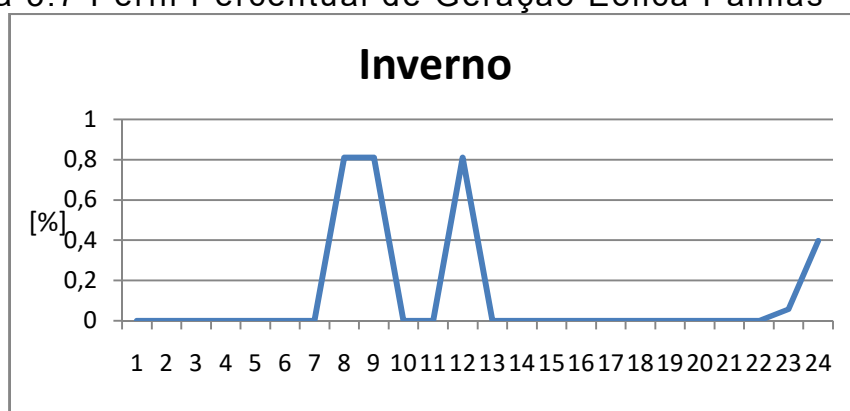
FONTE: AUTOR

Figura 3.6 Perfil Percentual de Geração Eólica Palmas –Outono



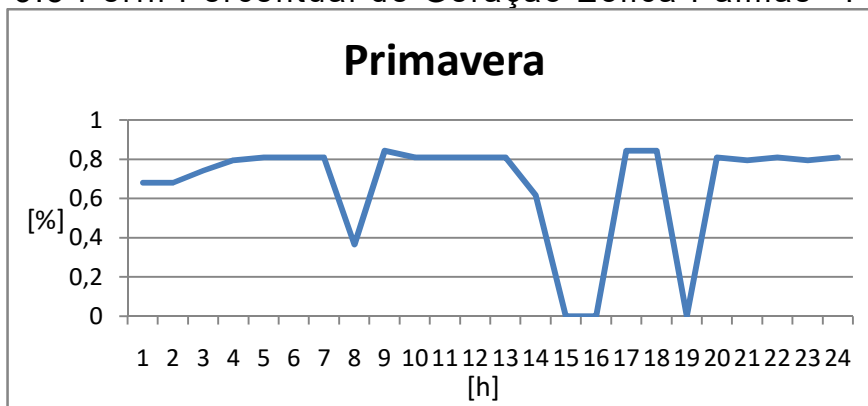
FONTE: AUTOR

Figura 3.7 Perfil Percentual de Geração Eólica Palmas –Inverno



FONTE: AUTOR

Figura 3.8 Perfil Percentual de Geração Eólica Palmas –Primavera



FONTE: AUTOR

O intuito em criar quatro cenários distintos de geração eólica é realizar simulações de seus impactos no sistema, inserindo quadros com maior e menor penetração desta geração.

4 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO INTERTEMPORAL

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de otimização intertemporal e não linear paradespacho de valores de potência e reserva hídricos e térmicos. Ou seja, ele tem como objetivo calcular a política de geração de potência ativa e reativa e de reserva girante de potência ativa para o próximo dia em base horária.

As unidades geradoras que constituem o sistema são geradoras eólicas, térmicas e predominantemente hidráulicas.

O cálculo desta política de geração é feito de modo a se minimizar o custo de operação (minimizar custo das térmicas e de disponibilidade da reserva girante) e de se atender restrições operativas (atendimento da demanda, limites nas gerações, nos fluxos de potência nas linhas, etc.).

Salientam-se dois pontos na formulação do problema:

- (i) como sistema é fortemente hidráulico, deve-se levar em conta as metas energéticas estabelecidas por modelos de curto prazo; e
- (ii) para estabelecimento das reservas girantes, deve-se levar em conta as tomadas de carga das unidades térmicas. Estes dois pontos configuram um problema dinâmico, ou seja, as decisões de geração e reserva em um determinado período são dependentes das gerações e reservas calculadas para os demais períodos do dia (24 h).

Assim, o problema é montado como um agrupamento de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO) multiperíodo, discretizado em base horária, cujas soluções devem atender também restrições intertemporais, buscando-se otimização dos recursos hídricos e térmicos disponíveis.

As considerações deste FPO intertemporal, proposto neste trabalho, são:

- aplicado para programação diária (24 horas) da geração de potência ativa e reativa;
- aplicado para programação diária (24 horas) de reserva girante de potência ativa;
- restrições hidráulicas são ignoradas, pois se supõe que os reservatórios variam muito pouco de armazenamento nesse horizonte de 24 horas (NEPOMUCENO e OHISHI, 2000);

- restringir fluxos de potência ativa na rede de transmissão, adotando-se a formulação do fluxo de potência linearizado a fim de simplificar a monitoração dessas grandezas (BORGES, FERNANDES e ALMEIDA, 2011);
- modelagem das rampas de tomada de carga apenas para geradores térmicos;
- representação das restrições de balanço de potência ativa e reativa.

E, os dados e premissas utilizados pelo FPO intertemporal são:

- metas energéticas obtidas do planejamento de curto prazo;
- dados elétricos da rede;
- carga horária obtido de modelos de previsão prévios;
- custo de reserva girante é igual ao dos demais geradores térmicos ($C(P_{gt_i^k})$) e hidráulicos (custo zero);
- valor de geração eólica é um parâmetro de entrada que depende da velocidade dos ventos previstos;
- risco por não atendimento à carga obtido de modelos de previsão prévios;
- risco da geração eólica obtido também por estudos prévios.

Salienta-se que a formulação e implementação teve como ponto de partida o trabalho de Borges, Fernandes e Almeida (2011) que formula um FPO intertemporal, não linear para despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa. Sobre esta formulação são adicionadas restrições e novas variáveis de otimização a fim de inserir o despacho de reserva girante e a inserção de geração eólica.

A entrada de dados é composta por: metas hidráulicas (originárias de estudos de planejamento de curto prazo), carga horária típica (originária de estudos de previsão de carga), perfil de geração eólica (originário de estudos de previsão dos ventos), percentagem de reserva girante (originária de estudos de previsão específicos para este fim).

Além disto, já que se supõe penetração de energia eólica, cuja incerteza de produção é maior em relação à geração de energia convencional, supõe-se que a partir de modelos de previsão de ventos e estudos probabilísticos prévios, calculam-se cenários horários de energia eólica não suprida para cada período

$k(EONS^k)$, que são adicionados ao percentual de reserva girante. Este trabalho pode considerar diferentes níveis de EONS, tal como proposto em Unsuhay-Vila, Luz e Finardi (2015), que parametrizaram estes valores desde 5 % até valores mais conservadores a fim de se analisar o impacto dos mesmos nas alocações de reservas e custos operacionais.

As restrições do problema englobam limites operacionais dos geradores hidráulicos e térmicos, limites de fluxo nas linhas, limites nas magnitudes de tensão, taxas de tomada de carga.

O horizonte de estudo adotado é de um dia à frente e o intuito é atender as demandas ativas e reativas por barra e otimizar a alocação de reserva girante distribuídas entre os geradores hidráulicos e térmicos.

4.1 FORMULAÇÃO DO FPO INTERTEMPORAL PARA DESPACHO DE GERAÇÃO E RESERVA

A finalidade do modelo é obter despacho de geração de potência ativa e reativa concomitante com a alocação de reserva girante de sistemas eólico hidrotérmicos, de modo a atender as demandas ativa e reativa por barra ao longo do horizonte de despacho e demais restrições operacionais.

Assim, o FPO intertemporal proposto calcula os valores de potência ativa e reativa de geração hidráulica e térmica ($Pgh_i^k, Qgh_i^k, Pgt_i^k, Qgt_i^k$ respectivamente) e é capaz também de fazer alocação ótima de reserva girante hidráulicas e térmicas (Rgh_i^k e Rgt_i^k respectivamente), para um horizonte de estudo de np períodos, por exemplo, um dia à frente ($np=24$ h). Como o problema modela as restrições de balanço de potência na forma não linear, também são calculados os valores dos fasores de tensão para cada barra e taps dos transformadores.

Nas definições a seguir, os símbolos em negrito representam vetores.

4.1.1 Dados de carga, meta hidráulica e geração eólica

A primeira variável de entrada a ser considerada é a demanda de potência ativa, representada como um vetor de dimensão $[np \cdot nb \times 1]$:

$$\mathbf{Pd} = [Pd_1^1 \quad \dots \quad Pd_{nb}^1 \quad \dots \quad Pd_1^{np} \quad \dots \quad Pd_{nb}^{np}]^t \quad (4.1)$$

onde

nb : número de barras;

np : número de períodos;

Pd_i^k : vetor-demanda da potência ativa na barra i no período k .

A demanda de potência reativa pode ser representada de maneira semelhante:

$$\mathbf{Qd} = [Qd_1^1 \quad \dots \quad Qd_{nb}^1 \quad \dots \quad Qd_1^{np} \quad \dots \quad Qd_{nb}^{np}]^t \quad (4.2)$$

onde

Qd_i^k : vetor-demanda de potência reativa na barra i no período k .

As metas de geração das hidrelétricas também podem ser agrupadas em um vetor, agora de dimensão $[nb \times 1]$:

$$\mathbf{Meta} = [Meta_1 \quad \dots \quad Meta_{nb}]^t \quad (4.3)$$

onde

$Meta_k$: meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , a fim de suprir todos os períodos do estudo.

Os valores das metas hidráulicas que indicam o valor de energia disponível por usina durante o período de estudo, são obtidos a partir de estudos prévios de planejamento energético. As barras que são de carga possuem metas iguais a zero.

A geração eólica prevista é obtida da previsão de curtíssimo prazo (24h) de geração eólica, $Pgeol_i^k$, para cada usina eólica localizada na barra i e período k . Considerando um fator de potência igual a 0,92 atrasado, obtém-se para cada $Pgeol_i^k$, o valor $Qgeol_i^k$.

Assim, os valores de geração eólica horária é:

$$\mathbf{Pgeol} = [Pgeol_1^1 \quad \dots \quad Pgeol_{nb}^1 \quad \dots \quad Pgeol_1^{np} \quad \dots \quad Pgeol_{nb}^{np}]^t \quad (4.4)$$

$$\mathbf{Qgeol} = [Qgeol_1^1 \quad \dots \quad Qgeol_{nb}^1 \quad \dots \quad Qgeol_1^{np} \quad \dots \quad Qgeol_{nb}^{np}]^t \quad (4.5)$$

onde

$Pgeol_i^k$: vetorpotência ativa eólica gerada na barra i no período k .

$Qgeol_i^k$: vetorpotência reativa eólica gerada na barra i no período k .

As barras que não têm geração eólica conectada possuem valores de geração eólica nulos.

4.1.2 Dados Operacionais

Outras variáveis de entrada são os limites mínimos e máximos de geração ativa e reativa das usinas hidrelétricas e termelétricas, taxas de tomada de carga das usinas térmicas e limites operacionais das linhas de transmissão e *taps* dos transformadores:

- Vetor limite máximo de geração ativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Pgt}_{max} = [Pgt_{max_1} \quad \dots \quad Pgt_{max_{nb}}]^t \quad (4.6)$$

onde

Pgt_{max_i} : limite máximo de geração de potência ativa para a termelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite mínimo de geração ativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Pgt}_{min} = [Pgt_{min_1} \quad \dots \quad Pgt_{min_{nb}}]^t \quad (4.7)$$

onde

Pgt_{min_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para a termelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite máximo de geração ativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Pgh}_{max} = [Pgh_{max_1} \quad \dots \quad Pgh_{max_{nb}}]^t \quad (4.8)$$

onde

Pgh_{max_i} : limite máximo de geração de potência ativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite mínimo de geração ativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Pgh}_{min} = [Pgh_{min_1} \quad \dots \quad Pgh_{min_{nb}}]^t \quad (4.9)$$

onde

Pgh_{min_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite máximo de geração reativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Qgt}_{max} = [Qgt_{max_1} \quad \dots \quad Qgt_{max_{nb}}]^t \quad (4.10)$$

onde

Qgt_{max_i} : limite máximo de geração de potência reativa para a termelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite mínimo de geração reativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Qgt}_{min} = [Qgt_{min_1} \quad \dots \quad Qgt_{min_{nb}}]^t \quad (4.11)$$

onde

Qgt_{min_i} : limite mínimo de geração de potência reativa para a termelétrica localizada na barra i .

- Vetor com taxa de acréscimo de tomada de carga das usinas térmicas (MW/min):

$$\mathbf{RR}_{acresc} = [RR_{acresc_1} \quad \dots \quad RR_{acresc_{nb}}]^t \quad (4.12)$$

onde

RR_{acresc_i} : taxa de acréscimo de tomada de carga para a termelétrica localizada na barra i .

- Vetor com taxa de decréscimo de tomada de carga das usinas térmicas (MW/min):

$$\mathbf{RR}_{decresc} = [RR_{decresc_1} \quad \dots \quad RR_{decresc_{nb}}]^t \quad (4.13)$$

onde

$RR_{decresc_i}$: taxa de decréscimo de tomada de carga para a termelétrica localizada na barra i .

Estas taxas de acréscimo e decréscimo de tomada de carga das usinas térmicas são incorporadas nas restrições operacionais do problema.

- Vetor limite máximo de geração reativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Qgh}_{max} = [Qgh_{max_1} \quad \dots \quad Qgh_{max_{nb}}]^t \quad (4.14)$$

onde

Qgh_{max_i} : limite máximo de geração de potência reativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

- Vetor limite mínimo de geração reativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Qgh}_{min} = [Qgh_{min_1} \quad \dots \quad Qgh_{min_{nb}}]^t \quad (4.15)$$

onde

Qgh_{min_i} : limite mínimo de geração de potência reativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

Referente ao limite de fluxo nas linhas, adotou-se uma nomenclatura que foge ao padrão com o intuito de limitar o fluxo máximo para qualquer orientação. Sendo assim é compreendido que o limite mínimo de fluxo é zero, no entanto para satisfazer a programação realizada adotou-se como sendo o negativo do fluxo máximo, limitando o fluxo para os dois sentidos distintos.

- Vetor limite mínimo de fluxo de potência ativa para as linhas de transmissão:

$$\mathbf{Fl}_{max} = [Fl_{max_1} \quad \dots \quad Fl_{max_{nb}}]^t \quad (4.16)$$

onde

Fl_{max_k} : limite máximo de fluxo de potência ativa na linha k .

- Vetores com limite mínimo e máximos dos *taps* dos transformadores:

$$\mathbf{a}_{min} = [amin_1 \quad \dots \quad amin_{nb}]^t \quad (4.18)$$

$$\mathbf{a}_{max} = [amax_1 \quad \dots \quad amax_{nb}]^t \quad (4.19)$$

onde

$amin_k$: limite mínimo de taps de transformador no ramo k ;

$amax_k$: limite máximo de taps de transformador no ramo k .

- Vetores com limite mínimo e máximos das magnitudes de tensão nas barras:

$$\mathbf{Vmin} = [Vmin_1 \quad \dots \quad Vmin_{nb}]^t \quad (4.20)$$

$$\mathbf{Vmax} = [Vmax_1 \quad \dots \quad Vmax_{nb}]^t \quad (4.21)$$

onde

$Vamin_k$: limite mínimo de magnitude de tensão na barra k ;

$amax_k$: limite máximo de magnitude de tensão na barra k .

Esses vetores se repetem sequencialmente segundo o número de períodos analisados:

$$Ptmax = [Pgt_{max} \quad \dots \quad Pgt_{max}]^t \quad (4.22)$$

$$RR_{acresc} = [RR_{acresc} \quad \dots \quad RR_{acresc}]^t \quad (4.23)$$

$$RR_{decresc} = [RR_{decresc} \quad \dots \quad RR_{decresc}]^t \quad (4.24)$$

$$Phmax = [Pgh_{max} \quad \dots \quad Pgh_{max}]^t \quad (4.25)$$

$$Qtmax = [Qgt_{max} \quad \dots \quad Qgt_{max}]^t \quad (4.26)$$

$$Qhmax = [Qgh_{max} \quad \dots \quad Qgh_{max}]^t \quad (4.27)$$

$$Flmax = [Fl_{max} \quad \dots \quad Fl_{max}]^t \quad (4.28)$$

$$amax = [a_{max} \quad \dots \quad a_{max}]^t \quad (4.29)$$

$$amin = [a_{min} \quad \dots \quad a_{min}]^t \quad (4.30)$$

$$RR_{ACRES} = [RR_{acresc} \quad \dots \quad RR_{acresc}]^t \quad (4.31)$$

$$RR_{DECRES} = [RR_{decresc} \quad \dots \quad RR_{decresc}]^t \quad (4.32)$$

$$Vmax = [Vmax \quad \dots \quad Vmax]^t \quad (4.33)$$

$$Vmin = [Vmin \quad \dots \quad Vmin]^t \quad (4.34)$$

Devem ser definidas ainda relações semelhantes para limites mínimos de geração de potência ativa e reativa para termelétricas e hidrelétricas: ***Ptmin***, ***Phmin***, ***Qtmin***, ***Qhmin***.

4.1.3 Dados Referentes à Reserva Girante Planejada

A reserva de potência representa uma folga de capacidade de geração, necessária para permitir que se mantenha a qualidade de suprimento na ocorrência de manutenções programadas e falhas das unidades geradoras, erros de previsão de carga e necessidade de regulação de frequência do sistema. O valor total de reserva para cada período é contabilizado como um percentual da carga total por período. Assim, é também valor de entrada o percentual de carga total que deve compor o montante total de reserva girante por período:

$$RES = [Res_1 \quad \dots \quad Res_{np}]^t \quad (4.35)$$

$$Res_k = (Perc_{Reserva}/100) \times \sum_{i=1}^{nb} Pd_i^k, \quad k = 1, \dots, np \quad (4.36)$$

onde

RES: valores de energia necessária para cada período referente ao atendimento de percentual de carga total por período;

Res_k : valor de reserva girante no período k ;

$Perc_{Reserva}$: percentual da carga total (no Brasil, valor normalmente utilizado é de 5%).

Outra informação importante é quanto ao número de horas de cada período considerado nos estudos:

$$\mathbf{Nhoras} = [nhoras_1 \quad \dots \quad nhoras_{np}]^t \quad (4.37)$$

$$k = 1, \dots, np.$$

Além disto, supondo que haja uma penetração de energia eólica significativa, cuja incerteza de produção é maior em relação à geração de energia convencional, supõe-se que a partir de um estudo probabilístico se obtenha um cenário horário de energia eólica não suprida (EONS) que pode ser adicionado ao percentual de reserva girante obtido de estudos prévios.

Os valores de EONS são considerados como sendo um percentual do total de geração eólica prevista por período:

Os valores de energia eólica não suprida também podem ser agrupadas em um vetor de dimensão $[np \times 1]$:

$$\mathbf{EONS} = [EONS_1 \quad \dots \quad EONS_{np}]^t \quad (4.38)$$

$$EONS_k = \left(\frac{Perc_{ReservaEólica}}{100} \right) \times \sum_{i=1}^{nb} P_{geol}_i^k \cdot nhoras_k, \quad (4.39)$$

$$k = 1, \dots, np \quad (28)$$

onde

EONS: valores de reserva de energia eólica que devem ser reservadas por período, com dimensão $[np \times 1]$:

$EONS_k$: valor de reserva de energia girante prevista para suprir intermitência de geração eólica no período k ;

$Perc_{ReservaEólica}$: percentual do valor total de geração eólica por período que deve ter reserva prevista (adotou-se no trabalho, 5% tal como usado em Unsihuay-Vila, Luz e Finardi (2015), o qual é um valor conservador e que pode ser parametrizado a fim de se simular diferentes riscos para geração eólica).

Assim, para cada período k , o total de reserva girante dever ser então igual a $(Res^k + EONS^k)$.

Outro parâmetro de entrada que deve ser estabelecido é quanto ao tempo, t [min], que a reserva alocada deve ser sincronizada e estar totalmente disponível. Normalmente se utiliza $t=10$ min. Assim, a capacidade de reserva alocada deve necessariamente ser sincronizada e estar totalmente disponível em no máximo t minutos.

4.1.4 Variáveis de Otimização

O FPO intertemporal proposto calcula os valores de potência ativa e reativa de geração hidráulica e térmica $(Pgh_i^k, Qgh_i^k, Pgt_i^k, Qgt_i^k)$ respectivamente) e é capaz também de fazer alocação ótima de reserva girante hidráulicas e térmicas $(Rgh_i^k$ e Rgt_i^k respectivamente), para um horizonte de estudo de np períodos, por exemplo, um dia à frente ($np= 24$ h). Como o problema modela as restrições de balanço de potência na forma não linear, também são calculados os valores dos fasores de tensão para cada barra e taps dos transformadores.

A primeira variável de otimização a ser descrita é o fasor tensão nodal, que é representado por um vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$ e na forma retangular:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1^1 \\ \vdots \\ e_{nb}^1 \\ \vdots \\ e_1^{np} \\ \vdots \\ e_{nb}^{np} \end{bmatrix} + j \cdot \begin{bmatrix} f_1^1 \\ \vdots \\ f_{nb}^1 \\ \vdots \\ f_1^{np} \\ \vdots \\ f_{nb}^{np} \end{bmatrix}, \quad (4.40)$$

A relação (4.40) pode ser representada de forma mais compacta como:

$$V = e + j \cdot f \quad (4.41)$$

onde

\dot{V} : vetor formado pelos fasores de tensões em todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$;

e : parte real da tensão \dot{V} ;

f : parte imaginária da tensão \dot{V} .

A tensão \dot{V} pode ser escrita compactamente em função de um vetor x , de dimensão $[2.np.nb \times 1]$, definido como segue:

$$x = [e_1^1 \quad \dots \quad e_{nb}^1 \quad \dots \quad e_1^{np} \quad \dots \quad e_{nb}^{np} \quad f_1^1 \quad \dots \quad f_{nb}^1 \quad \dots \quad f_1^{np} \quad \dots \quad f_{nb}^{np}]^t. \quad (4.42)$$

Outras variáveis de otimização a serem consideradas são os vetores potência ativa geradas pelas hidrelétricas e termelétricas, ambos com dimensão $[nb.np \times 1]$. No caso das hidrelétricas, tal vetor pode ser escrito como:

$$Pgh = [Pgh_1^1 \quad \dots \quad Pgh_{nb}^1 \quad \dots \quad Pgh_1^{np} \quad \dots \quad Pgh_{nb}^{np}]^t \quad (4.43)$$

onde

Pgh_i^k : geração de potência ativa da hidrelétrica localizada na barra i no período k .

Para as usinas térmicas, tem-se que o vetor pode ser escrito como:

$$Pgt = [Pt_1^1 \quad \dots \quad Pth_{nb}^1 \quad \dots \quad Pt_1^{np} \quad \dots \quad Pth_{nb}^{np}]^t \quad (4.44)$$

onde

Pt_i^k : geração de potência ativa da usina térmica localizada na barra i no período k .

A soma vetorial da geração ativa das usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas é igual à potência ativa total gerada Pg :

$$Pg = Pgh + Pgt + Pgeol. \quad (4.45)$$

Outra variável de otimização a ser considerada é vetor potência reativa gerada pelas hidrelétricas e termelétricas, ambas com dimensão $[nb.np \times 1]$. No caso das hidrelétricas, tal vetor pode ser escrito como:

$$Qgh = [Qh_1^1 \quad \dots \quad Qh_{nb}^1 \quad \dots \quad Qh_1^{np} \quad \dots \quad Qh_{nb}^{np}]^t \quad (4.46)$$

$$Qgt = [Qt_1^1 \quad \dots \quad Qt_{nb}^1 \quad \dots \quad Qt_1^{np} \quad \dots \quad Qt_{nb}^{np}]^t \quad (4.47)$$

onde

Qgh_i^k : geração de potência reativa da usina hidrelétrica localizada na barra i no período k ;

Qgt_i^k : geração de potência reativa da usina térmica localizada na barra i no período k .

A soma vetorial da geração ativa das usinas hidrelétrica e termelétrica é igual à potência ativa total gerada Qg :

$$Qg = Qgh + Qgt + Qgeol. \quad (4.48)$$

As reservas girantes são também variáveis de otimização:

$$Rgh = [Rgh_1^1 \quad \dots \quad Rgh_{nb}^1 \quad \dots \quad Rgh_1^{np} \quad \dots \quad Rgh_{nb}^{np}]^t \quad (4.49)$$

$$Rgt = [Rgt_1^1 \quad \dots \quad Rgt_{nb}^1 \quad \dots \quad Rgt_1^{np} \quad \dots \quad Rgt_{nb}^{np}]^t \quad (4.50)$$

onde

Rgh_i^k : reserva de geração ativa hidráulica para a usina localizada barra i no período k .

Rgt_i^k : reserva de geração ativa térmica para a usina localizada barra i no período k .

4.1.5 Função Objetivo

A formulação clássica de um FPO intertemporal que realiza o pré-despacho de geração, segundo Borges, Fernandes e Almeida (2011), tem função objetivo formada por vários critérios: minimização dos custos de geração termelétrica, minimização das perdas elétricas de transmissão, minimização de corte de carga, e incluindo-se ainda agora, a minimização do custo da reserva girante e dos fluxos que fluem através de linha de transmissão:

$$f.o. = wc.f1 + wp.f2 + wcc.f3 + wres.f4 + wfluxo.f5 \quad (4.51)$$

onde

wc : coeficiente que aciona critério relacionado aos custos de geração termelétrica;

wp : coeficiente que aciona critério relacionado às perdas elétricas;

wcc : coeficiente que aciona critério relacionado aos custos de cortes;

$wres$: coeficiente que aciona critério relacionado aos custos de reserva;

$wfluxo$: coeficiente que aciona critério relacionado ao fluxo pelas linhas;

$f1$: custo de geração termelétrica;

$f2$: perdas elétricas;

$f3$: corte de carga;

$f4$: custo de reserva girante;

f5: fluxo pelas linhas.

4.1.5.1 Custos de Geração Termelétrica

$$f1 = \mathbf{u}^t \cdot C(\mathbf{P}_{gt}) \quad (4.52)$$

onde

\mathbf{u} :vetor unitário;

\mathbf{P}_{gt} : vetor de potências ativas geradas pelas termelétricas;

$C(\mathbf{P}_{gt})$: custo de geração térmica.

4.1.5.2 Perdas Elétricas

$$f2 = \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gh} + \mathbf{R}_{gh} + \mathbf{R}_{gt}) \quad (4.53)$$

onde

\mathbf{P}_{gt} : vetor de potências ativas geradas pelas termelétricas;

\mathbf{P}_{gh} : vetor de potências ativas geradas pelas hidrelétricas;

\mathbf{R}_{gt} : vetor de reserva de potências ativas alocadas a termelétricas;

\mathbf{R}_{gh} : vetor de reserva de potências ativas alocadas a hidrelétricas;

Ao se minimizar a soma de geração de potência ativa se minimiza as perdas elétricas; e ao se minimizar a soma das reservas, se está tomando o cuidado de ser minimizar as perdas elétricas caso estas reservas sejam chamadas a gerar.

4.1.5.3 Corte de Carga

Outro critério de otimização que pode ser inserido se refere ao estabelecimento de cortes de carga, para situações cujo carregamento não permite que se satisfaçam os limites estabelecidas pela formulação matemática descrita.

Neste caso, propôs-se transformar o vetor de carga (\mathbf{P}_d) em uma variável de otimização. As cargas das barras candidatas a serem cortadas são ajustadas ao longo dos períodos de modo a atender as restrições operacionais, desviando-se minimamente da demanda por barra prevista (\mathbf{P}_{d_prev}).

Para tanto, deve-se incorporar dois novos critérios de otimização:

- referente a minimização do desvio da demanda em relação à demanda por barra prevista (P_{d_prev}), ponderado pelo coeficiente wcc , de modo a não alterar drasticamente o perfil de carga do consumidor. A quantidade $(P_d - P_{d_prev})$ é elevada ao quadrado para que o resultado seja positivo e sempre se minimize o módulo da diferença.

- referente a maximizar o valor total da carga ajustada P_d , de modo a se evitar soluções com corte de carga elevados. Assim, este critério procura forçar o atendimento total da carga prevista e é ponderado pelo coeficiente wmc .

Assim, este critério de otimização é:

$$f3. = wcc \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_d - \mathbf{P}_{d_prev})^2 - wmc \cdot \mathbf{u}^t \cdot \mathbf{P}_d \quad (4.54)$$

s.a

$$\mathbf{P}_{d_min} \leq \mathbf{P}_d \leq \mathbf{P}_{d_máx} \quad (4.55)$$

onde

wcc : coeficiente ajustável relacionado ao corte de carga que procura manter a carga o mais próximo do valor previsto;

wmc : coeficiente que aciona a maximização do valor da carga;

nPd : número de barras de carga;

P_{d_prev} : vetor de potências demandas previstas;

P_d : vetor de potências demandas gerenciadas.

$P_{d_máx}$: máximo valor de carga que se pode cortar, representado como percentual de P_{d_prev} (100 % P_{d_prev} , significa que se pode cortar toda a carga);

P_{d_min} : mínimo valor de carga que se pode cortar, representado como percentual de P_{d_prev} (10 % P_{d_prev} , significa que se pode cortar até 10 % de toda a carga).

4.1.5.4 Custo de Reserva Girante

$$f4 = \mathbf{u}^t \cdot C(\mathbf{Rgt}) \quad (4.56)$$

onde

$C(\mathbf{Rgt})$: custos de reserva térmica (cujos valores adotados são iguais aos custos $C(\mathbf{P}_{gt})$).

4.1.5.5 Fluxos Pelas Linhas

Adicionalmente, a fim de evitar ativação das linhas monitoradas, ou seja, a fim de impedir que as mesmas atinjam seus limites máximos de transmissão, propõe-se adicionar mais um critério de otimização:

$$f5 = - \mathbf{u1}^t \cdot (\mathbf{sflmax}) \quad (4.57)$$

onde

$\mathbf{u1}$:vetor unitário;

Ao se maximizar as variáveis de folga (\mathbf{sflmax}) se está aumentando a distância entre o valor do fluxo que circula pelas linhas e o seu limite máximo de transmissão.

4.1.6 Restrições de Igualdade: Balanço de Potência Ativa e Reativa

Borges, Fernandes e Almeida (2011) representam as tensões complexas nas barras na forma retangular. Assim, é preciso detalhar as equações de balanço de potência ativa e reativa para np períodos.

As potências ativa e reativa injetadas nas barras, para todos os períodos, podem ser escritas respectivamente como:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} \quad (4.58)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} \quad (4.59)$$

onde

\mathbf{Pg} :vetor de dimensão [$np.nb \times 1$], contendo a potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas;

\mathbf{Pd} :vetor de dimensão [$np.nb \times 1$], contendo a demanda de potência ativa;

\mathbf{Qg} :vetor de dimensão [$np.nb \times 1$], contendo a potência reativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas;

\mathbf{Qd} :vetor de dimensão [$np.nb \times 1$], contendo a demanda de potência reativa.

O vetor de potências injetadas, para todos os períodos e todas as barras, pode ser escrito como:

$$S = P + jQ = \begin{bmatrix} \dot{S}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{S}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \dot{S}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{S}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Pg_1^1 - Pd_1^1 + jQg_1^1 - jQd_1^1 \\ \vdots \\ Pg_{nb}^1 - Pd_{nb}^1 + jQg_{nb}^1 - jQd_{nb}^1 \\ \vdots \\ \vdots \\ Pg_1^{np} - Pd_1^{np} + jQg_1^{np} - jQd_1^{np} \\ \vdots \\ Pg_{nb}^{np} - Pd_{nb}^{np} + jQg_{nb}^{np} - jQd_{nb}^{np} \end{bmatrix}. \quad (4.60)$$

onde

P : vetor de potência ativa injetada, para todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$;

Q : vetor de potência reativa injetada, para todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$.

As potências injetadas podem ser equacionadas compactamente em função do vetor x (FERNANDES, 2004) como:

$$Pg - Pd = P(x).x \quad (4.61)$$

$$Qg - Qd = Q(x).x. \quad (4.62)$$

4.1.7 Restrições de Desigualdade Referentes às Metas Energéticas

Como o despacho das hidrelétricas deve ainda satisfazer os valores das metas energéticas ($Meta_i$) de cada unidade i , os quais são estabelecidos pelo planejamento de médio-prazo para todo período em estudo, deve-se incorporar ao problema a seguinte restrição:

$$\sum_{k=1}^{np} (P_{gh_i}^k + R_{gh_i}^k).nhoras_k \leq Meta_i, \quad \text{onde } i = 1, \dots, ngh \quad (4.63)$$

onde ngh é o número de usinas hidrelétricas e $nhoras_k$ contém o número de horas de cada período do horizonte do estudo.

A fim de se preparar os dados na forma matricial, define-se uma matriz de incidência $\Gamma 1$, que realiza a soma da geração de cada usina ao longo de todos os períodos a fim de viabilizar o cálculo da energia total por usina hidráulica:

erros de previsão de carga e necessidade de regulação de frequência do sistema.

O valor total de reserva para cada período, composta pelas usinas hidráulicas (Rgh_i^k) e térmicas (Rgt_i^k) devem atender o percentual da carga total por período e o valor de previsão de energia não suprida pelas usinas eólicas:

$$\left(\sum_{i=1}^{ngh} Rgh_i^k \right) \cdot nhoras_k + \left(\sum_{k=1}^{np} Rgt_i^k \right) \cdot nhoras_k \geq Res^k \cdot nhoras_k + EONS^k$$

onde $k = 1, \dots, np$ (4.67)

onde

Res^k : valor de reserva girante no período k ;

Rgh_i^k : valor de reserva da usina hidráulica i , período k ;

Rgt_i^k : valor de reserva da usina térmica i , período k ;

$Perc_{Reserva}$: percentual da carga total.

$nhoras_k$: número de horas do período k .

Na forma matricial a equação (3.67) é escrita como:

$$\Gamma 2^T \cdot (diag(Rgh + Rgt) \cdot (\Gamma 2 \cdot Nhoras)) \geq EONS + diag(RES) \cdot Nhoras \quad (4.68)$$

4.1.9 Restrições de Desigualdade Referentes aos Limites Físicos e Operacionais

$$Phmin \leq P_{gh} + R_{gh} \leq Phmax \quad (4.69)$$

$$Qhmin \leq Q_{gh} \leq Qhmax \quad (4.70)$$

$$Ptmin \leq P_{gt} + R_{gt} \leq Ptmax \quad (4.71)$$

$$Qtmin \leq Q_{gt} \leq Qtmax \quad (4.72)$$

$$V_{min} \leq V(x) \cdot x \leq V_{max} \quad (4.73)$$

$$amin \leq a \leq amin. \quad (4.74)$$

$$|Fluxo| \leq Flmax \quad (4.75)$$

Pode-se monitorar todas as linhas da rede elétrica ou apenas algumas previamente selecionadas, tais como as linhas que interligam as diversas áreas que compõem uma rede elétrica.

onde

Γ_3 : matriz de dimensão $[nb.(np-1) \times nb.np]$ composta por matrizes diagonais unitárias de dimensão $(nb \times nb)$.

Assim, pode-se re-escrever a equação (4.67) como:

$$\begin{aligned} \text{diag}(\tau_{OP}).RR_DECRES &\leq \Gamma_3.Pgt \\ &\leq \text{diag}(\tau_{OP}).RR_ACRES \end{aligned} \quad (4.80)$$

onde

τ_{OP} : NHORAS.60.

As inequações (4.76) e (4.77) monitoram o tempo de resposta das usinas térmicas.

Não negatividade da reserva hidráulica

$$0 \leq Rgh_i^k \quad (4.81)$$

onde $k = 1, \dots, np$

$i = 1, \dots, ngh$

onde

ngh : número de usinas hidráulicas.

Ou, na forma vetorial:

$$0 \leq Rgh \quad (4.82)$$

A formulação completa do Fluxo de Potência Ótimo intertemporal para despacho de geração e reserva é:

$$\begin{aligned} f.o. = &wc.u^t.C(P_{gt}) + wp.u^t.(P_{gt} + P_{gh} + R_{gt} + R_{gh}) \\ &+ wres.u^t.C(R_{gt}) - wfluxo.u1^t.(sflmax) \\ &+ wcc.u^t.(P_d - P_{d_prev})^2 - wmc.u^t.P_d \end{aligned} \quad (4.83)$$

$$P_g - P_d = P(x).x \quad (4.84)$$

$$Q_g - Q_d = Q(x).x \quad (4.85)$$

$$Phmin \leq P_{gh} + R_{gh} \leq Phmax \quad (4.86)$$

$$Qhmin \leq Q_{gh} \leq Qhmax \quad (4.87)$$

$$Ptmin \leq P_{gt} + R_{gt} \leq Ptmax \quad (4.88)$$

$$Qtmin \leq Q_{gt} \leq Qtmax \quad (4.89)$$

$$V_{min} \leq V(x) \cdot x \leq V_{max} \quad (4.90)$$

$$Flmin \leq Fluxo \leq Flmax \quad (4.91)$$

$$amin \leq a \leq amin \quad (4.92)$$

$$\Gamma1 \cdot \text{diag}(P_{gh} + R_{gh}) \cdot (\Gamma2 \cdot N_{horas}) \leq \text{Meta} \quad (4.93)$$

$$\Gamma2^T \cdot (\text{diag}(R_{gh} + R_{gt}) \cdot (\Gamma2 \cdot N_{horas})) \\ \geq EONS + \text{diag}(RES) \cdot N_{horas} \quad (4.94)$$

$$0 \leq R_{gt} \leq \tau \cdot RR_ACRES \quad (4.95)$$

$$\text{diag}(\tau_{OP}) \cdot RR_DECRES \leq \Gamma3 \cdot P_{gt} \leq \text{diag}(\tau_{OP}) \cdot RR_ACRES \quad (4.96)$$

$$0 \leq R_{gh} \quad (4.97)$$

$$Pd_{min} \leq Pd \leq Pd_{m\acute{a}x} \quad (4.98)$$

As equações (4.84) e (4.85) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa de cada barra e período e as equações (4.86) a (4.92) representam os limites físicos e operacionais do sistema.

A equação (4.93) faz o acoplamento hidrelétrico entre os vários períodos de estudo, ou seja, impõe que a energia produzida pela hidrelétrica i , ao longo dos n períodos de estudo, deve ser igual ou menor à meta energética especificada para ela.

A equação (4.94) representa o atendimento à reserva girante (Res) especificada para cada período.

As equações (4.95) e (4.96) levam em consideração o tempo de resposta das usinas térmicas, a equação (4.97) monitora a não negatividades dos valores de reservae a equação (4.98) monitora os limites dos cortes de carga.

As equações (4.83), (4.86), (4.88) e (4.93) foram adaptadas em relação ao problema de otimização proposto em Borges, Fernandes e Almeida (2011), e as equações (4.94) a (4.98) foram adicionados ao trabalho de Borges, Fernandes e Almeida (2011).

Para se transformar as restrições de desigualdades (4.86) a (4.98) em restrições de igualdade, são introduzidas variáveis de folga a seguir:

$$P_{gh} - Phmin - sphmin = 0$$

$$P_{gh} + R_{gh} - Phmax + sphmax = 0$$

$$Q_{gh} - Qhmin - sqhmin = 0$$

$$Q_{gh} - Qhmax + sqhmax = 0$$

$$\begin{aligned}
P_{gt} - P_{tmin} - s_{ptmin} &= 0 \\
P_{gt} + R_{gt} - P_{tmax} + s_{ptmax} &= 0 \\
Q_{gt} - Q_{tmin} - s_{qtmin} &= 0 \\
Q_{gt} - Q_{tmax} + s_{qtmax} &= 0 \\
V(x).x - V_{min} - s_{vmin} &= 0 \\
V(x).x - V_{max} + s_{vmax} &= 0 \\
Fluxo - Fl_{max} + s_{flmax} &= 0 \\
a - a_{min} - s_{amin} &= 0 \\
a - a_{max} + s_{amax} &= 0 \\
\Gamma 1. \text{diag}(P_{gh} + R_{gh}).(\Gamma 2. N_{horas}) - Meta + s_{Meta} &= 0 \\
\Gamma 2^T. (\text{diag}(R_{gh} + R_{gt}).(\Gamma 2. N_{horas})) - EONS - \text{diag}(RES). N_{horas} - s_{Re} &= 0 \\
R_{gt} - \tau. RR_ACRES + s_{RRacresmax} &= 0 \\
R_{gt} - s_{Rgtmin} &= 0 \\
R_{gh} - s_{Rghmin} &= 0 \\
\Gamma 3. P_{gt} - \text{diag}(\tau_{OP}). RR_ACRES + s_{Racresmax} &= 0 \\
\Gamma 3. P_{gt} - \text{diag}(\tau_{OP}). RR_DECRES - s_{Racresmin} &= 0 \\
Pd - Pd_{min} - s_{Pdmin} &= 0 \\
Pd - Pd_{max} + s_{Pdmax} &= 0
\end{aligned}
\tag{4.99}$$

O problema de otimização (4.83-4.98) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, que consiste em se transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade por meio da adição de variáveis de folga, associando-se uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, constrói-se uma função lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplica-se as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) a esta função. As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, resolvido pelo Método de Newton, por meio de um algoritmo especialmente desenvolvido em *Matlab*, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização.

5 RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar resultados referentes à formulação matemática descrita no Capítulo 4, os quais foram obtidos através da simulação de diversos cenários, de modo a validar a proposta e extrair o maior número de informações possíveis.

A estrutura do capítulo consiste em 2 etapas. A primeira esclarece e ilustra o caso a ser analisado, o qual é a base para todas as simulações. A segunda etapa apresenta os resultados das simulações e análises

A formulação foi implementada no software MATLAB.

5.2 CASO TESTE

Antes de efetivamente apresentar as simulações, é de suma importância entender o sistema base a ser analisado. Sendo assim, este subitem tem o intuito de esclarecer as considerações do sistema teste.

Trata-se de um sistema de 33 barras que representa parte do sistema da região Sul do Brasil (ALVES, 2007). Este sistema foi modificado de forma a incorporar além de usinas hidráulicas também térmica e eólica.

Foi introduzida uma usina térmica na barra 960 (UTE Araucária) e uma usina eólica na barra 934 (Eólica Palmas). Assim, o sistema possui 7 usinas hidráulicas, 1 usina térmica, 1 usina eólica e 9 barras de carga. A Figura 5.1 ilustra este sistema.

Nas simulações são levados em conta as limitações operacionais deste sistema, tais como limites de magnitude de tensão, limites de fluxo de potência ativa nas linhas, metas energéticas das usinas hidráulicas, tomadas de carga das usinas térmicas, diferentes perfis de ventos, entre outros.

O estudo foi realizado para horizonte de 1 dia, considerando 24 períodos de 1 h. Todos os dados referentes a este sistema estão no Anexo A.

prontidão. As usinas são compensadas segundo seus custos variáveis de geração.

Existem outras limitações que foram alteradas conforme a necessidade em demonstrar a funcionalidade da ferramenta computacional, são elas: metas geração hidráulica (disponibilidade de água), cenários distintos para geração eólica (verão, outono, inverno e primavera) e limite de fluxo das linhas. Tais limitações serão devidamente demonstradas conforme sua utilização.

Os pesos w_c e w_{res} foram fixados em 1 para todas as simulações, os quais têm a função de apenas acionar os critérios de otimização. A avaliação de diferentes valores de ponderação destes pesos não foi objeto de análise neste trabalho.

O subitem a seguir elenca as mais diversas simulações realizadas a fim de demonstrar como efetivamente a ferramenta funciona.

5.3 FUNCIONALIDADE DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL

As simulações realizadas visando demonstrar a funcionalidade da ferramenta desenvolvida estão estruturadas do seguinte modo:

- Ilustração das alocações de reserva;
- Limitações extremas das linhas de fluxo e introdução do *wfluxo*;
- Estreitamento da faixa de limite de tensão;
- Diferentes metas energéticas.

Para efetuar as primeiras simulações, mais algumas informações devem ser estabelecidas: metas energéticas (a fim de representar períodos secos e úmidos) e cenários eólicos (a fim de representar diferenças sazonais de velocidade dos ventos).

Foram determinados dois cenários distintos referentes às metas de geração hidráulica (disponibilidade de água): um seco (pouca disponibilidade de água) e um úmido (alta disponibilidade de água). O objetivo principal é forçar a ferramenta a buscar alternativas de geração frente a escassez ou abundância dos reservatórios dos geradores hidráulicos, visto que o sistema é predominantemente hidráulico. Sendo assim a meta assumida para o período úmido é de 920puh e para o período seco de 630puh.

Quatro cenários distintos foram criados, são eles:

- **Cenário 1:** período hidrológico seco, perfil de vento referente à primavera;
- **Cenário 2:** período hidrológico úmido, perfil de vento referente à primavera;
- **Cenário 3:** período hidrológico úmido, perfil de vento referente ao inverno;
- **Cenário 4:** período hidrológico seco, perfil de vento referente ao inverno.

Ilustração das alocações de reserva

Cenário 1: período hidrológico seco, perfil de vento referente à primavera

Nesta etapa, foi adotada a meta que representa escassez nos reservatórios e perfil de vento referente à primavera para geração eólica (109,4626 puh). Esta decisão foi tomada com o objetivo de aumentar a penetração de geração eólica, o que provoca uma condição mais severa para se atingir a reserva e atender a carga do sistema. Sendo assim três variações foram simuladas, no que diz respeito a forma de alocação de reserva:

- (I) somente reserva hidráulica,
- (II) somente reserva térmica,
- (III) reserva hidráulica e térmica.

Os resultados referentes aos valores totais de energia despachada para geração de potência e reserva estão elencados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para cada tipo de alocação de reserva (Cenário 1)

	III	I	II
Desp. Hidráulico (puh)	629,9988	581,2788	630
Desp. Térmico (puh)	139,3457	184,4261	139,3447
Desp. Eólico (puh)	109,4626	109,4626	109,4626
Res. Hidráulica (puh)	0,0011	48,7212	0
Res. Térmica (puh)	48,7206	0	48,7212
Custo (\$)	1786,7	2606,2	1786,7

Analisando cada caso isoladamente pode-se constatar que a ferramenta é capaz de adaptar a disponibilidade de recursos conforme a estratégia de alocação escolhida e frente à necessidade da carga. Pode-se observar que mesmo quando há restrições em relação ao tipo de reserva (alocação III), as reservas foram alocadas nas termelétricas em sua maioria. Isso ocorreu porque

o Cenário 1 é de período seco, sendo assim economizar água torna-se necessário.

Nota-se que a escolha do tipo de alocação da reserva impacta diretamente no custo total do sistema, pois quando se escolheu se alocar reserva por fonte hidráulica, houve umaumento de 45,8% do custo diário total. Assim, a estratégia adotada é de suma importância haja vista a disponibilidade de recursos.

Como um dos objetivos do problema é minimizar os custos, a alocação tipo III foi a escolhida para todas as simulações que serão realizadas neste trabalho, pois desta forma sempre será encontrado o ponto de operação economicamente viável, frente as demais limitações (perdas, etc).

Limitações extremas das linhas de fluxo e introdução do wfluxo

Um aspecto relevante a ser analisado com mais atenção são os fluxos através das linhas de transmissão, pois não havendo possibilidade de fluxo, a disponibilidade de reservas torna-se inutilizável. Sendo assim introduziu-se à função objetivo a maximização da somadas variáveis de folga sfl_{max} , com o objetivo de encontrar um ponto de operação onde os fluxos sejam melhor distribuídos, conforme descrito no Capítulo 4.

Três linhas estratégicas foram selecionadas a fim de monitorar seus fluxos e apresentar os resultados (linhas 7, 24 e 44). Estas linhas são de intercâmbio entre as áreas A e B sendo que a linha 7 (entre barras 856-933), linha 24 (entre barras 995-1060) e linha 44 (entre barras 933 e 934).

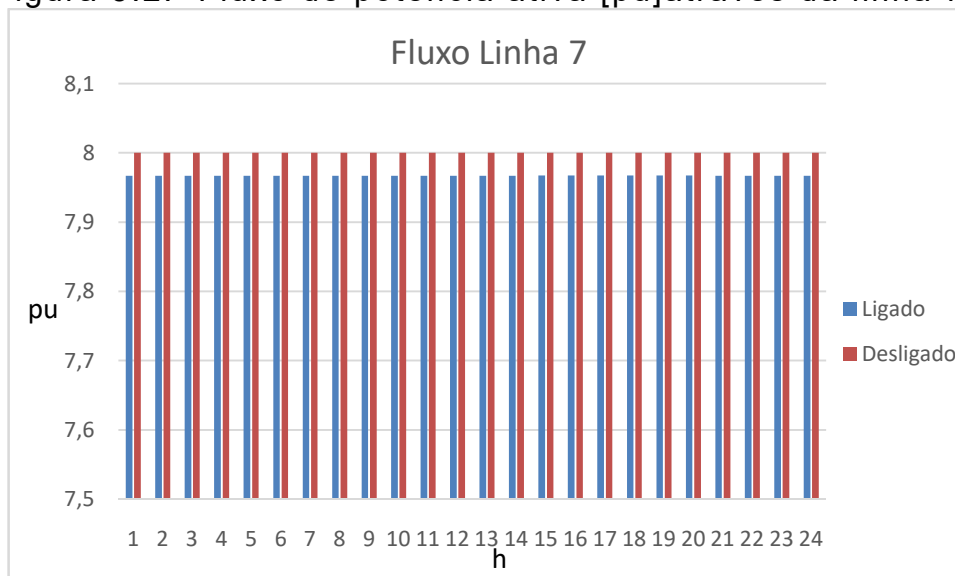
O limite de fluxo da linha 7 foi estabelecido como sendo 8 pu, da linha 24 como sendo 2 pu e da linha 44 igual a 1 pu.

Considerou-se o cenário 1 (período hidrológico seco, perfil de vento referente à primavera) e duas condições de simulação:

- wfluxo=0, nomeado como desligado;
- wfluxo=1, nomeado como ligado.

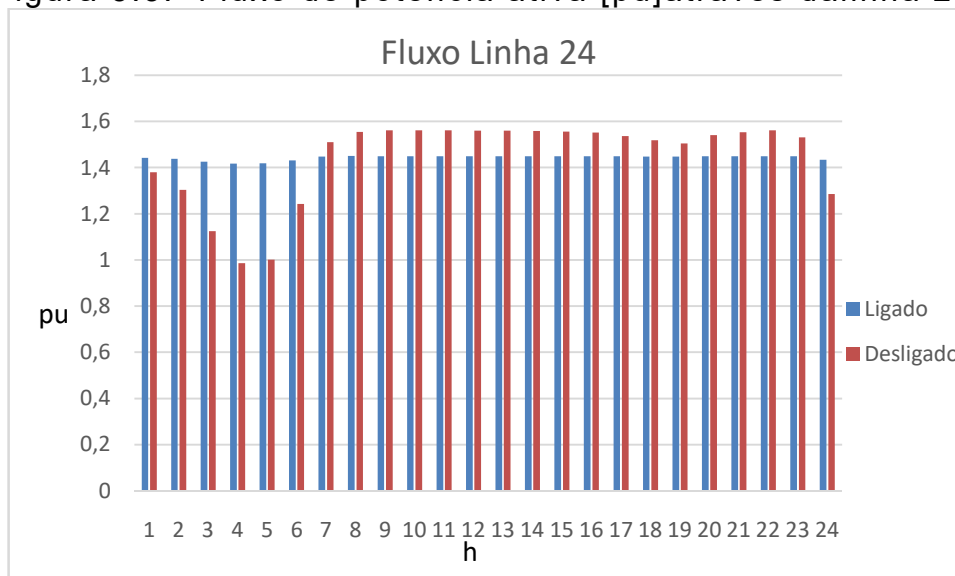
As Figuras 5.2 a 5.4 apresentam os valores de fluxo de potência ativa (em pu) através das linhas 7, 24 e 44 respectivamente e para as situações de wfluxo ligado e desligado.

Figura 5.2: Fluxo de potência ativa [pu]através da linha 7



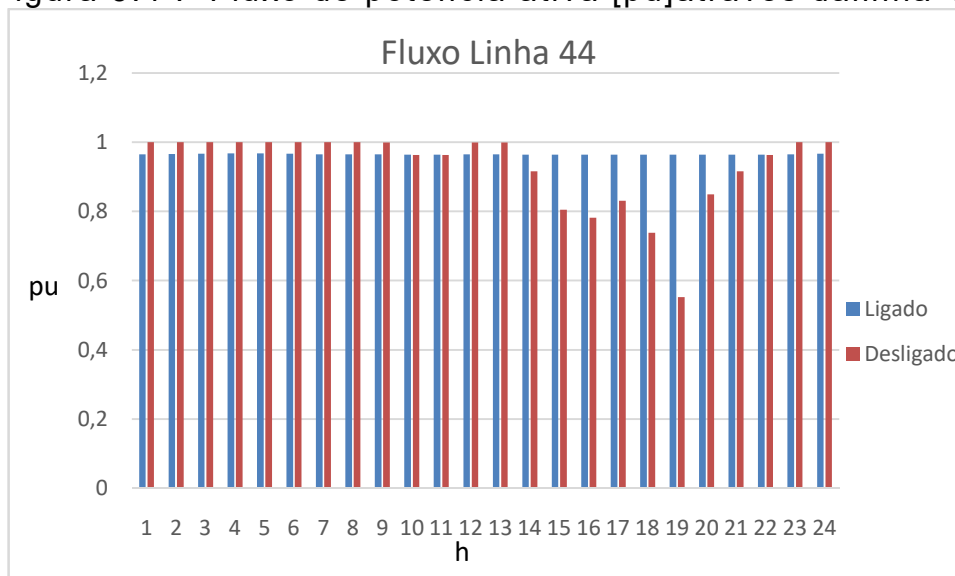
FONTE: AUTOR

Figura 5.3: Fluxo de potência ativa [pu]através da linha 24



FONTE: AUTOR

Figura 5.4 : Fluxo de potência ativa [pu]através dalinha 44



FONTE: AUTOR

Nota-se que quando se utiliza peso $w_{fluxo}=0$ (desligado), os fluxos muitas vezes atingem o limite ou apresentam alguns picos em determinados períodos. No entanto, com o peso acionado, os fluxos respeitam uma tendência, distribuindo os fluxos de modo que em nenhum momento as linhas ficam totalmente no limite máximo de carregamento.

A introdução do peso w_{fluxo} é interessante em sistemas congestionados, onde o carregamento de uma linha pode comprometer o fornecimento de potência e reserva para uma determinada região.

Assim, tendo em vista a complexidade em efetivamente realizar tal distribuição, o modo ligado se torna uma boa alternativa para uma decisão a ser tomada.

Fazendo uma análise um pouco mais a fundo dos gráficos das Figuras 5. 2 a 5.4, a primeira impressão, e a mais importante, é que, com o modo ligado, em momento nenhum os fluxos atingem o limite das linhas, proporcionando uma folga para um eventual imprevisto. E, também, fica claro nos dois últimos gráficos que os fluxos são bem distribuídos durante os períodos, evitando que haja um pico, o que vem a preservar os limites de operação da linha.

A Tabela 5.2 apresenta os valores de despacho e alocação para os casos com e sem desligamento do peso w_{fluxo} .

Tabela 5.2: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para cada tipo de alocação de reserva (Cenário 1)

	$w_{fluxo}=0$	$w_{fluxo}=1$
Desp. Hidráulico (puh)	630	629,9990
Desp. Térmico (puh)	139,2840	139,2967
Desp. Eólico (puh)	109,4626	109,4626
Res. Hidráulica (puh)	0	0,0010
Res. Térmica (puh)	48,7211	48,7208
Custo (\$)	1785,3651	1785,7250

FONTE: AUTOR

Para se obter um fluxo mais bem distribuído o custo de operação do sistema torna-se cerca de 0,02% mais caro, o que representa um valor muito baixo comparado a melhoria que representa. Lembrando que uma linha congestionada pode indisponibilizar a reserva que poderia estar disponível.

Estreitamento da faixa de limite de tensão

Seguindo o mesmo raciocínio dos fluxos, outro parâmetro importante a ser monitorado são os limites de magnitude de tensão de cada barra, de forma a manter a qualidade da energia fornecida. Sendo assim, a formulação implementada está preparada para atender os limites especificados pelo operador, adequando todos os parâmetros do sistema conforme a necessidade. Para ilustrar a funcionalidade da ferramenta, duas simulações foram realizadas, uma mais branda e outra mais estressada.

Os parâmetros configurados para as simulações são os mesmos da anterior usando modo de w_{fluxo} ligado. O caso mais brando limita a tensão para a faixa de 0,9 pu até 1,05 pu, o mais estressado para 0,93pu à 1,03 pu.

O volume de dados é muito grande visto a quantidade de períodos e barras, desta forma foi selecionado o período 19 (pico de carga) para ilustrar a tensão em cada uma das 33 barras do sistema. Os resultados estão na Tabela 5.3.

A inserção das limitações de tensão aumenta o tempo computacional dispendido, visto que a faixa aceitável de tensão é curta. No entanto, dependendo da necessidade do sistema a ferramenta é capaz de se adequar às limitações.

Tabela 5.3: Magnitudes de tensão nas barras referentes à hora 19 (pico de carga), considerando Cenário 1

Faixa de tensão 0,9 pu até 1,05 pu				Faixa de tensão 0,93 pu até 1,05pu			
1	0,995515	18	1,027831	1	0,977533	18	1,008924
2	1,047712	19	1,024101	2	1,029914	19	1,00501
3	1,027267	20	1,049998	3	1,012487	20	1,029998
4	1,000375	21	1,024943	4	0,980208	21	1,005961
5	1,025888	22	1,049509	5	1,007038	22	1,029998
6	1,023281	23	1,007185	6	1,004995	23	0,987532
7	1,013194	24	0,972973	7	0,994686	24	0,954299
8	1,029653	25	1,049996	8	1,011619	25	1,028919
9	1,034913	26	1,046175	9	1,017814	26	1,024992
10	1,008693	27	1,032646	10	0,988724	27	1,010918
11	1,037027	28	1,041176	11	1,019077	28	1,024986
12	1,04553	29	1,029052	12	1,027958	29	1,010333
13	1,040307	30	1,033564	13	1,022507	30	1,015705
14	1,002097	31	1,042674	14	0,992845	31	1,026343
15	0,90995	32	1,016749	15	0,930027	32	0,994636
16	1,014759	33	1,023529	16	0,997177	33	1,005263
17	1,024111			17	1,011129		

FONTE: AUTOR

É possível verificar que todas os valores estão dentro da faixa adotada, provando a funcionalidade da ferramenta.

A fim de se avaliar o impacto do valor do limite mínimo de magnitude de tensão, realizam-se simulações utilizando-se valores $V_{min}= 0,90$ pu e $V_{min}=0,93$, cujos despachos totais estão apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para os dois casos de limitação de tensão

	Faixa de tensão 0,9 pu até 1,05 pu	Faixa de tensão 0,93 pu até 1,05 pu
Desp. Hidráulico (puh)	630	630
Desp. Térmico (puh)	139.2839	139.3315
Desp. Eólico (puh)	109.4626	109.4626
Res. Hidráulica (puh)	0	0
Res. Térmica (puh)	48.7211	48.7211
Custo (\$)	1785,3632	1786,3362

Segundo a Tabela 5.4 nota-se que há pequena alteração no custo total. Para o caso com $V_{min}=0.93$, o custo é um pouco superior, pois para manter o perfil de tensão exigido, foi necessária maior geração da unidade térmica.

Todas as simulações até agora descritas foram realizadas com meta de geração hidráulica fixada em 630 puh (Cenário 1).

Diferentes metas energéticas

É interessante alternar a meta e verificar o comportamento da formulação para o período úmido. Sendo assim, todos os parâmetros da última simulação foram mantidos, alterando somente a meta hidráulica de seco (630 puh) para úmido (920 puh): **Cenário 2:** período hidrológico úmido perfil de vento referente à primavera.

Os resultados referentes aos valores totais de energia despachada para geração de potência e reserva para o Cenário 2 estão elencados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para cada tipo de alocação de reserva (Cenário 1 e 2)

Cenário	Úmido Cenário 2	Seco Cenário 1
Desp. Hidráulico (puh)	766,7049	630
Desp. Térmico (puh)	0	139,2840
Desp. Eólico (puh)	109,4626	109,4626
Res. Hidráulica (puh)	48,7211	0
Res. Térmica (puh)	0	48,7211
Custo (\$)	0	1785,3633

FONTE: AUTOR

Como já havia sido comentado, a ferramenta computacional foi capaz de adequar o sistema frente a disponibilidade de recursos, conforme as restrições adotadas. Quando existe a possibilidade de utilização dos recursos hídricos e eólicos o custo do sistema se torna muito baixo, como é o caso com a meta hidráulica alta (úmido). No entanto, quando há escassez de recursos, a ferramenta é obrigada a buscar outros, neste caso geração térmica, o que acarreta um custo bem mais elevado, mas com o objetivo de cumprir o funcionamento do sistema. Ou seja, novamente, a ferramenta, independentemente da disponibilidade de recursos, é capaz de encontrar um ponto de operação que atenda as restrições adotadas.

A Tabela 5.6 apresenta alguns resultados para um perfil de vento diferente, referente ao inverno, que se designa como sendo: Cenário 3 com período hidrológico úmido e perfil de vento referente ao inverno e Cenário 4 com período hidrológico seco e perfil de vento referente ao inverno.

Tabela 5.6: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para cada tipo de alocação de reserva (Cenário 3 e 4)

Cenário	Úmido Cenário 3	Seco Cenário 4
Desp. Hidráulico (puh)	855,4091	630,0000
Desp. Térmico (puh)	0	223,3279
Desp. Eólico (puh)	19,6120	19,6120
Res. Hidráulica (puh)	48,2285	0
Res. Térmica (puh)	0	48,2285
Custo (\$)	0	3953,3830

FONTE: AUTOR

Para os cenários 3 e 4, tem-se menos disponibilidade eólica, o que requer adaptação dos recursos energéticos. Os valores de reserva são distintos em relação à Tabela 5.4, pois já que a penetração de energia eólica é menor, sendo então menor o valor de EONS (pois se altera o valor final requerido como reserva total), os riscos a serem atendidos são menores.

5.4 IMPACTOS DA GERAÇÃO EÓLICA

Com o intuito de entender o impacto da geração eólica, quatro perfis de geração eólica foram estudados, como descrito no Capítulo 3, são eles: verão, outono, inverno e primavera. Os perfis estão ilustrados nas Figuras 3.5 a 3.8.

Para compreender tais impactos, pode-se controlar as variações das reservas, as metas energéticas e os fluxos nas linhas. Como descrito anteriormente, as reservas serão alocadas tanto nos geradores térmicos quanto hidráulicos, dependendo da necessidade.

O caso teste utilizado inicialmente é o mesmo da última simulação do item anterior, somente a meta hidráulica foi alterada para 768,0420puh, esta alteração foi feita de modo a se simular uma situação onde se obtém alocação de reserva hidráulica e térmica, simultaneamente, e também verificar os impactos da geração eólica frente aos patamares de reserva exigidos pelo sistema. A Tabela 5.6 apresenta os resultados para estes cenários.

Tabela 5.7: Valores energéticos diários de despacho de geração e reserva para cada tipo de alocação de reserva (diferentes estações do ano)

Estação	Pgeol (puh)	Rgh (puh)	Rgt (puh)	Custo (\$)
Primavera	109,4626	48,7211	0	0
Verão	51,3241	13,8238	31,9904	121,4354
Outono	41,8946	4,3869	40,9558	180,9090
Inverno	19,6119	0	44,2285	254,1382

FONTE: AUTOR

Existe uma grande influência no sistema frente ao cenário de geração eólica ocorrido. Todos os resultados são condicionados à folga de geração que o parque eólico disponibiliza, visto que quando há força de vento há geração eólica, que acaba gerando tal folga de geração, o contrário exige a busca de outras fontes. É notório na Tabela 5.6 que os impactos são diretos, quando existe escassez de vento é inevitável a busca de outras fontes de geração, sendo em algumas vezes mais caras.

Na simulação ilustrada na Tabela 5.7 fica evidente a evolução do custo em relação a diminuição de geração eólica, isto justifica justamente o descrito no parágrafo anterior, a busca por outras fontes, no caso a térmica que apresenta um custo de geração elevado.

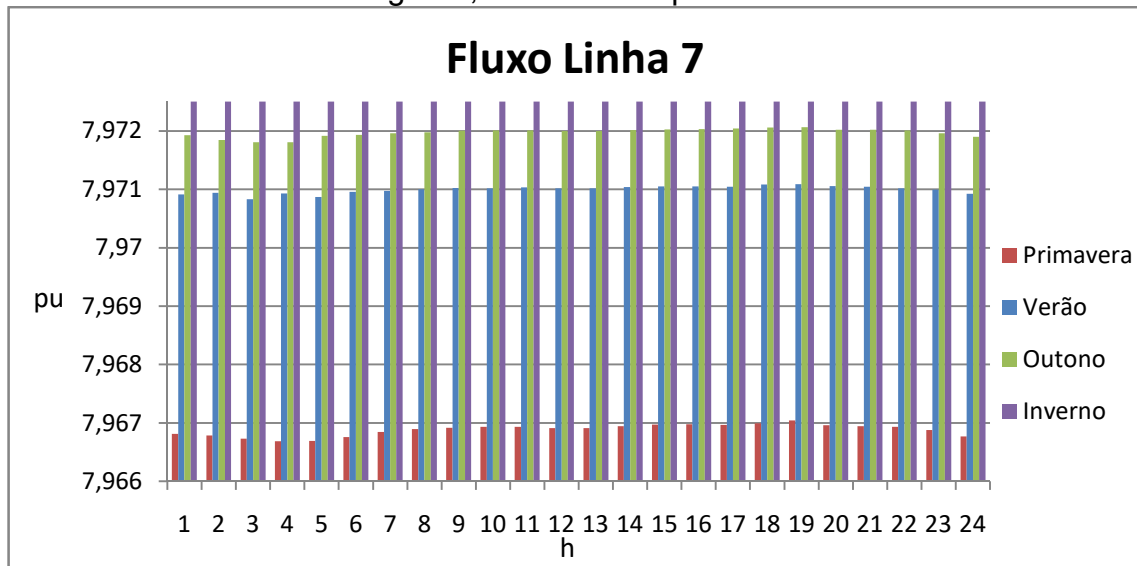
Além disso é válido comentar que a quantidade de reserva do sistema deve respeitar a penetração de geração eólica, visto a incerteza de sua geração. Este é um tópico interessante a ser estudado, pois não havendo alternativas podem ocorrer cortes indesejados.

Dada a complexidade na previsão de ventos, os estudos relacionados a sistemas com grande parcela de geração eólica se tornam muito complicados, forçando uma pesquisa mais profunda sobre reserva, pois a estabilidade do sistema estará condicionada a capacidade de retomar a geração na ausência da força dos ventos.

Retornando ao caso simulado anteriormente, é possível dividir o sistema de 33 barras em duas regiões conectadas por apenas 3 linhas de transmissão, justamente aquelas monitoradas na simulação sobre o *wfluxo*. Tendo isso em vista, o parque eólico fica isolado a apenas uma região, causando assim um

possível congestionamento destas linhas. Assim, 4 simulações foram realizadas com intuito de ilustrar o impacto sobre estas linhas frente os diferentes patamares de geração eólica, utilizando a implementação do *wfluxo* (ligado). O gráfico da Figura 5.5 apresenta valores de fluxos de potência ativa através da linha 7 e diferentes patamares de geração eólica.

Figura 5.5: Fluxo de potência ativa [pu] através da linha 7, modo *wfluxo* ligado, diferentes perfis de vento



FONTE: AUTOR

No gráfico da Figura 5.5, é possível visualizar que quando há geração eólica menor no inverno, o congestionamento na linha é maior. Assim, caso haja falta de geração eólica, a ferramenta computacional busca alternativas, no entanto como existe uma divisão de áreas pode ocorrer uma situação de haver geração em uma região confinada pelas linhas congestionadas. A implementação do *wfluxo* tem como objetivo principal evitar que isto ocorra, tornando o sistema mais seguro.

Assim, dada a complexidade em se estudar sistemas onde a previsão de geração é incerta, este programa é uma boa ferramenta de auxílio na tomada de decisões, visto que é possível simular várias situações, tornando a operação mais segura quanto a ocorrência de imprevistos.

A próximaseção visa apresentar detalhes de resultados obtidos pelo programa computacional desenvolvido.

5.5 APRESENTAÇÃO COMPLETA DE RESULTADOS FORNECIDOS PELO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO

Após a apresentação de análises preliminares (seções anteriores) das funcionalidades da proposta de alocação de reserva girante, serão apresentados resultados mais completos para um determinado cenário, a fim de se ilustrar a potencialidade da formulação proposta.

O cenário em análise tem as seguintes características: energia eólica prevista de 128,52 puh (10% da carga total) e energia termelétrica disponível de 234,24 puh ao longo de 24 horas.

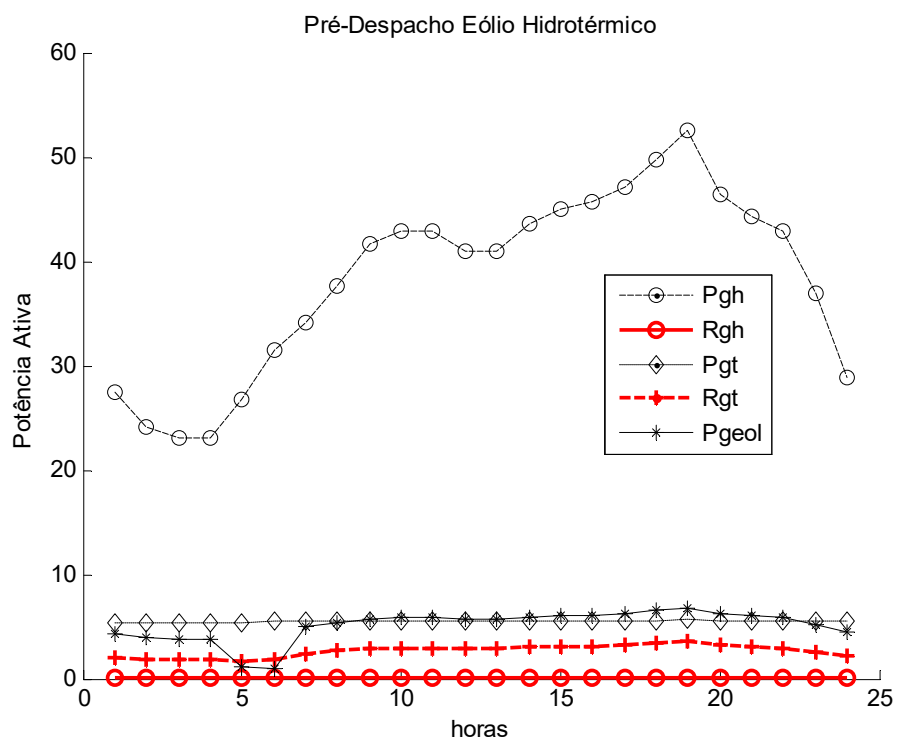
As linhas de intercâmbio entre as áreas A e B que estão monitoradas são as linhas 7, 24 e 44. A tensão mínima em todas as barras é de 0,93 pu. Todas as simulações foram realizadas com os seguintes pesos para a *f.o*: $wc=1$, $wres=1$ e $wfluxo=0$ (desligado). Utilizou-se o tipo de alocação de reserva III (hidráulica e térmica).

Para análise dos resultados numéricos obtidos, foram parametrizadas três configurações que diferem quanto aos valores de metas energéticas, ou seja, disponibilidade de água nos reservatórios:

- período seco: metas energéticas hidráulicas baixas totalizando 920 puh;
- período úmido: metas energéticas hidráulicas altas totalizando 1.540 puh;
- período híbrido: úmido para Área A (com meta de 700 puh) e seco para Área B (210 puh), e 20 % menos de carga em relação aos casos anteriores.

As Figuras 5.6 e 5.7 apresentam os valores totais de potência despachada horária: hidráulica (P_{gh}), térmica (P_{gt}) e eólica (P_{geol}) e de reserva alocada horária: hidráulica (R_{gh}) e térmica (R_{gt}) para os períodos seco e úmido, respectivamente.

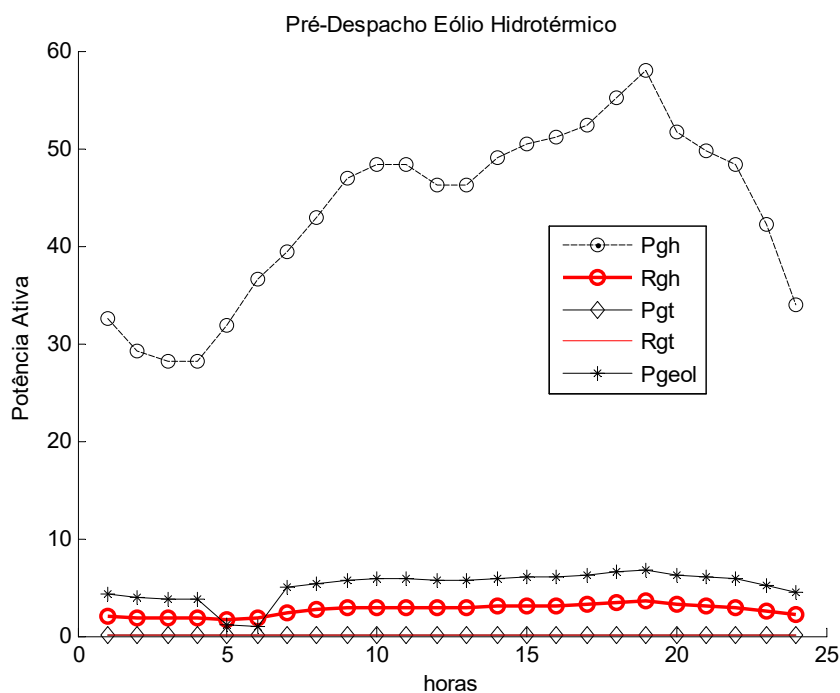
Figura 5.6: Despacho total de potência e reserva horária - Período Seco



FONTE: AUTOR

A Tabela 5.8 apresenta os valores totais despachados de energia hidráulica e térmica, valores de energia eólica prevista, valores totais de reserva hidráulica e térmica e custos operacionais para cada configuração hidrológica considerada.

Figura 5.7: Despacho total de potência e reserva horária Período Úmido



FONTE: AUTOR

TABELA 5.8. Comparação resultados Período Seco x Úmido

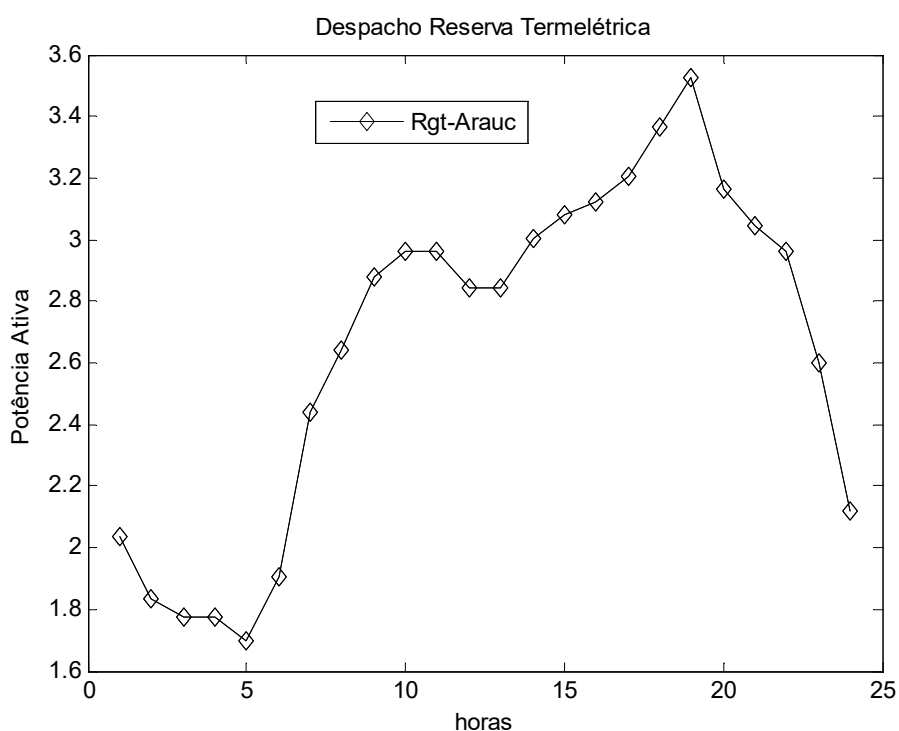
Total para 24 h	Seco	Úmido	Híbrido
Meta [puh]	920,0000	1540,0000	910,0000
Energia hidráulica despachada [puh]	920,0000	1.046,8000	860,1026
Energia térmica despachada [puh]	132,4963	0	0
Energia eólica prevista [puh]	122,4000	122,4000	122,4000
Reserva hidráulica alocada [puh]	0	63,7800	49,8971
Reserva térmica alocada [puh]	63,7830	0	4,6624
Custo total [um]	1797,5000	0	8,1967

FONTE: AUTOR

Da Tabela 5.8 extraem-se alguns pontos importantes que se observa também das Figuras 5.6 e 5.7, tais como:

- no período seco, toda a meta hidráulica e eólica é despachada, e a térmica complementa o suprimento da carga total ao longo de todas as horas. Como não há disponibilidade de energia hidráulica, toda a reserva girante é alocada para a usina térmica. A Figura 5.8 apresenta a alocação da reserva térmica ao longo das 24 horas.

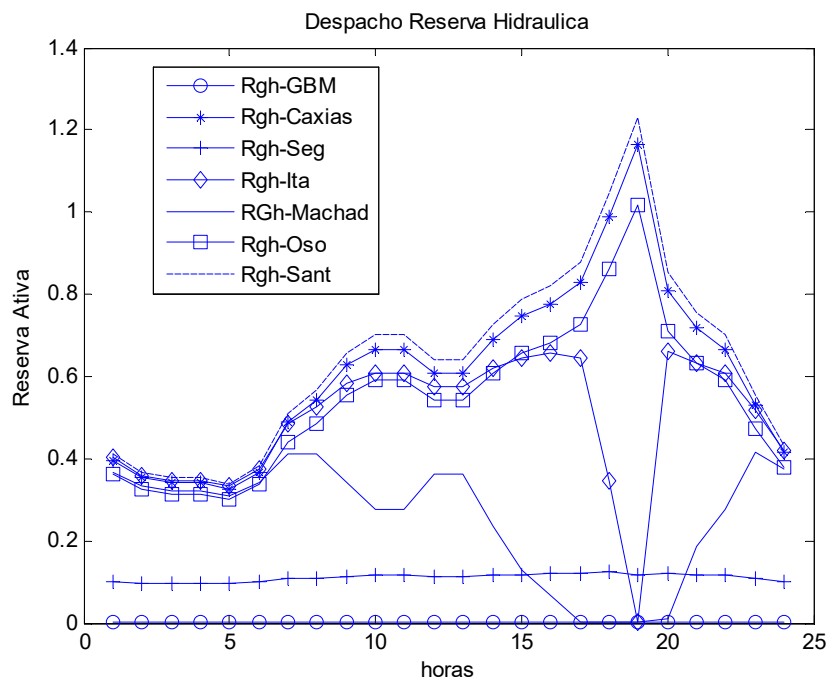
Figura. 5.8: Alocação de reserva térmica horária
Período Seco



FONTE: AUTOR

- no período úmido, a meta hidráulica juntamente com a eólica é suficiente para atender toda a carga total ao longo de todas as horas. Além disto, como ainda há disponibilidade de energia hidráulica, toda a reserva girante é alocada entre as usinas hidráulicas, como apresentado na Figura 5.9.

Figura 5.9: Alocação de reserva hidráulica horária por usina
Período úmido

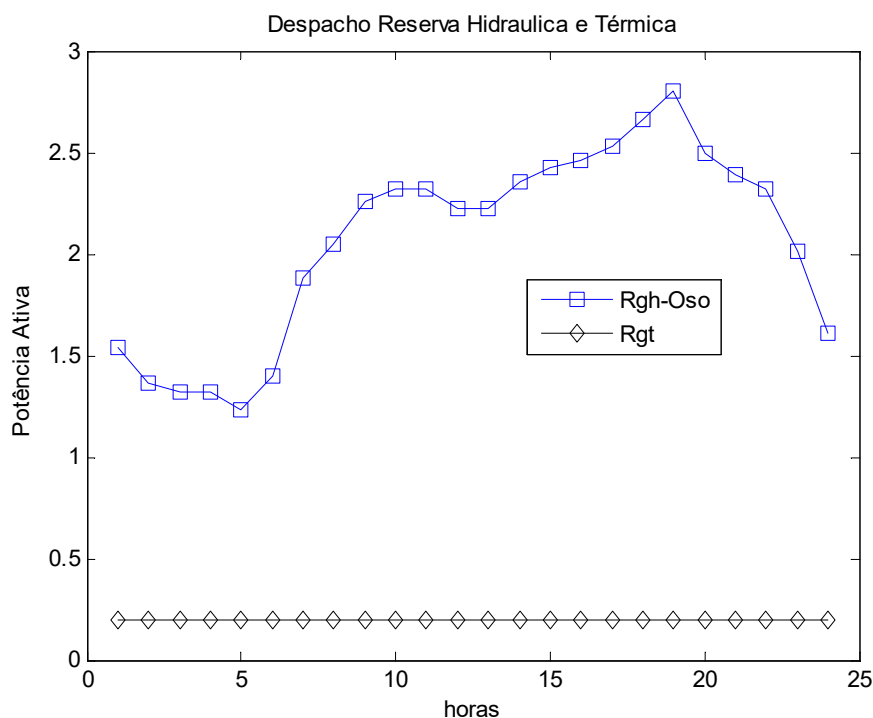


FONTES: AUTOR

- no período híbrido, houve tanto alocação de reserva hidráulica quanto térmica. A Figura 5.10 apresenta os valores de alocação de reserva realizados para as usinas hidráulicas e térmica. Alocou-se reserva hidráulica, utilizando-se a meta hidráulica disponível da usina de Salto Osório e para complementar o que faltou para fechar o montante total de reserva, comissionou-se reserva para usina térmica.

A Tabela 5.8 apresenta os valores totais despachados de energia hidráulica e térmica, valores de energia eólica prevista, valores totais de reserva hidráulica e térmica e custos operacionais para cada configuração hidrológica considerada.

Figura 5.10: Alocação de reserva hidráulica e térmica horária por usina - Período Híbrido



FONTE: AUTOR

Outra análise que pode ser realizada é supondo uma penetração de energia eólica equivalente a 20 % da carga. A Tabela 5.9 apresenta as variações de despacho da reserva térmica. Como houve um aumento da capacidade de geração eólica, não houve necessidade de despacho térmico, fazendo com que o custo operacional diminuísse 70 %. A maior parcela do custo operacional se refere agora ao custo de parte da reserva girante provida pela usina térmica.

TABELA 5.9. Análise de custo operacional Período Seco

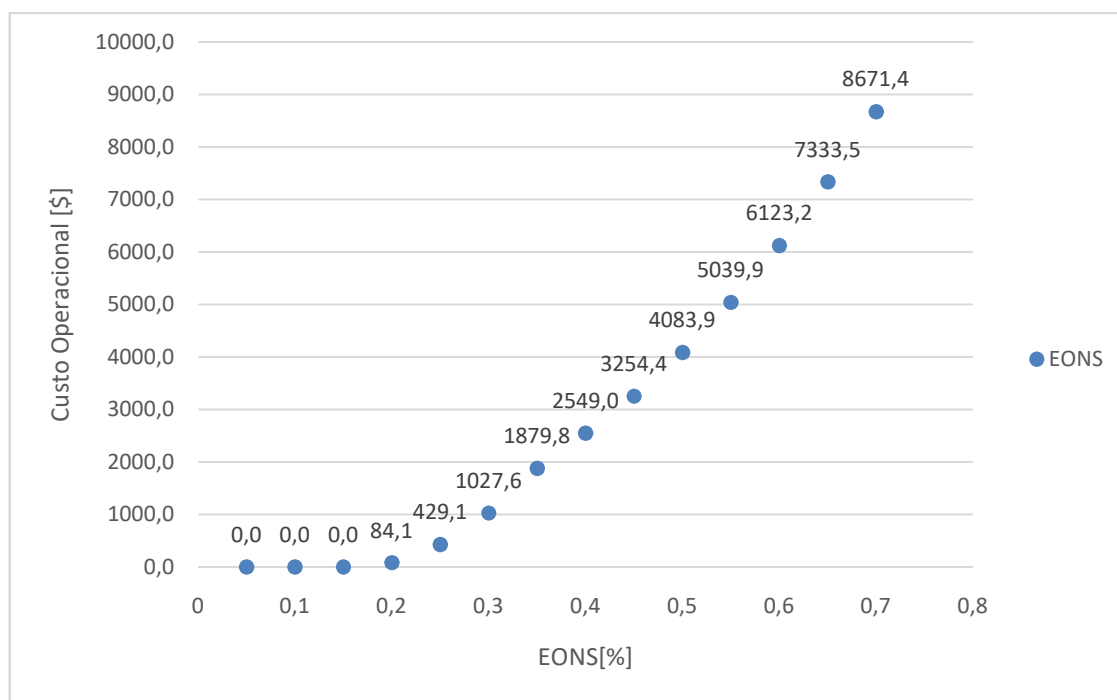
Total diário	Penetração eólica	
	10%	20%
Energia térmica	132,496	28,7445
Energia eólica [puh]	122,400	244,800
Reserva hidráulica [puh]	0	0
Reserva térmica alocada [puh]	63,783	69,904
Custo total [um]	1797,500	562,796

FONTE: AUTOR

Não existe na literatura alguma referência relacionada ao patamar de reserva frente a penetração de energia eólica, o valor adotado para todas as simulações realizadas foi de 5%, o mesmo encontrado no manual da ONS, conforme descrito anteriormente. Sendo assim, é relevante conflitar a reserva com o custo, gerando um gráfico que ilustre o aumento do custo frente à diminuição do risco, cabe ao operador determinar em qual posição despachar.

Inúmeras simulações foram realizadas com o intuito de elencar alguns binômios custo/reserva de forma a construir tal gráfico. As simulações foram baseadas no Cenário 2, deixando a geração térmica livre, de forma que a ferramenta detenha todos os recursos necessários para o despacho.

Figura 5.11: EONS x Custo



FONTE: AUTOR

Como era esperado o custo aumenta exponencialmente em relação à reserva, revelando um custo muito elevado para casos mais extremos. Dependendo do risco que se pode assumir para o caso, a ferramenta se torna um bom auxílio ante a tomada de decisão.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho propôs uma formulação matemática para solução da programação da operação energética de sistemas hidrotérmicos com penetração eólica o qual além de prever os despachos ótimos de geração hidrotérmica a cada período do horizonte de planejamento escolhido, também realiza a alocação ótima de reserva girante.

Esta formulação que aprimora o planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos com penetração eólica, adotou modelo não linear para representação da rede elétrica, incluiu restrições energéticas referentes à parte hidráulica, restrições operacionais e restrições para estabelecimento ótimo de reserva girante (hidráulica e térmica) para uma semana ou um dia a frente.

Destaca-se a importância de qual seja o nível de participação da geração eólica e conseqüente necessidade de alocação ótima de reserva girante os quais influenciam diretamente no custo operacional da operação de sistemas hidrotérmicos com penetração de geração eólica.

Caso a reserva girante possa ser suprida pela geração hidrelétrica, o custo de operação do sistema diminui bastante, chegando nos melhores cenários de geração hidrelétrica a valores de custos iguais a zero. Isto mostra a importância da alocação ótima de reserva girante em sistemas predominantemente hidráulicos, com elevada penetração eólica.

Como trabalhos futuros sugere-se a consideração de limites de intercâmbio que monitoram diferentes áreas geoeletricas, de modo a se despachar a reserva girante conforme capacidade de importação e exportação de cada subsistema da rede. E, também incorporação da alocação das reservas também no horizonte de planejamento de médio e curto prazo.

REFERÊNCIAS

ALDABÓ, R. Energia Eólica. Artliber, 2002.

ALVES, W.F. **Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência**. 332f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2007.

ANEEL-AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Rede. Brasília, Distrito Federal, 2001.

AMIRARAHMADI, M.; AKBARI FOROUD, A..Stochastic multi-objective programming for simultaneous clearing of energy and spinning reserve markets considering reliability preferences of customers. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Vol.53, pp.691-703, 2013.

AZEVEDO, A. T. **Método de pontos interiores aplicados em sistemas de potência modelados por fluxo em redes**. 303f. Tese (Doutorado), Unicamp, Campinas, 2006.

BORGES, S.; FERNANDES, Thelma S. Piazza; ALMEIDA, K. C..Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via Método dos Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares,**Revista Controle & Automação**. Vol. 22, No.5, p 479-494, 2011.

BOUFFARD, F.; GALIANA, F. D. An electricity market with a probabilistic spinning reserve criterion. **IEEE Transactionson Power Systems**, vol. 19, no. 1, pp. 300–307, 2004.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA (CBEE)/UFPE. Atlas Eólico do Brasil - dados preliminares de 1998. Disponível em <<http://www.eolica.com.br>. 1999.

CHEN, Chun-Lung; CHEN, Zih-Yan ; LEE, Tsung-Ying. Multi-area economic generation and reserve dispatch considering large-scale integration of wind power. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Vol.55, pp.171-178, 2014.

CHIAVEGATO, F. G.; OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES, S. Pré-despacho de sistemas de energia elétrica via relaxação lagrangeana e método de pontos interiores. **XXII CILANCE**, p.1-6, novembro, 2001.

COPEL (2007). Atlas do Potencial Eólico do Paraná / Engenharia Eólica – Camargo e Schubert, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC. Curitiba, 2007

COSTA, A.L.; 2004. **Alocação ótima conjunta de energia e reservas operativas baseada em Fluxo de Potência Ótimo**, Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, 2004.

FERNANDES. T.S.P.; ALMEIDA. A.A.W. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa considerando gerenciamento de cargas. **IEEE/IAS International Conference on Industry Applications 2014**. Juiz de Fora. MG. 2014.

GOOI, H. B., MENDES, D. P. Mendes, BELL, K. R. W. B, KIRSCHEN, D. S. Optimal scheduling of spinning reserve, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no.4, pp. 1485–1490, 1999.

JIANHUA, Chen; WENCHUAN, BOMING, Zhang; BIN, Wang; QINGLAI, Guo A Spinning Reserve Allocation Method for Power Generation Dispatch Accommodating Large-Scale Wind Power Integration. **Energies**, 2013, Vol.6 (10), p.5357, 2013.

LI, J.; WEN, J.; CHENG, S.; WEI, H.. Minimum energy storage for power system with high wind power penetration using p -efficient point. **Science China Information Sciences**, Vol.57 (12), pp.1-12, 2014.

LIU, G.; TOMSOVIC, Kevin). Quantifying Spinning Reserve in Systems With Significant Wind Power Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol.27(4), pp.2385-2393, 2012.

Luo, G.-X. ; Habibollahzadeh, H. ; Semlyen, A. Short-term hydro-thermal dispatch detailed model and solutions. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol.4(4), pp.1452-1462, 1989.

MORAES, R. A.. **Despacho eólico hidrotérmico para horizonte de curto-prazo**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR, 2016.

MORALES, J. M, CONEJO, A. J., PERZ-RUIZ, J. Economic Valuation of Reserves in Power SYstems with High Penetration of Wind **Power**. **IEEE Transactins on Power Systems**, Vol. 24, No 2, pp.900- 910, 2009.

NAROLAHPOUR, Ehsan; GHASEMI, Hassan. A stochastic security constrained unit commitment model for reconfigurable networks with high wind power penetration. **Electric Power Systems Research**, Vol.121, pp.341-350, 2015.

NEPOMUCENO, L.; OHISHI, T.; SOARES, S. Uma metodologia de pré-despacho AC com base em um modelo de FPO Newton. **CBA Controle e Automação**, vol. 11 no. 03, p.169-175, dezembro, 2000.

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A., KIRSCHEN, D. S., PUDJANTO, D. Optimizing the scheduling of spinning reserve considering the cost of interruptions. **Proc. Inst. Elect. Eng. Gen. Trans. Distribution**, vol. 153, no. 5, pp. 570–575, 2006.

OSÓRIO, G. J.; MATIAS, J. C. O.; CATALÃO, J. P. S..A review of short-term hydro scheduling tools. **Power Engineering Conference (UPEC), 48th International Universities**, 2013.

PARTIVI, F.; NIKZAD, M.; MOZAFARI, B.; RABJBA, Ali M..A stochastic security approach to energy and spinning reserve scheduling considering demand response program. **Energy**, Vol.36 (5), pp.3130-3137, 2011.

REDDY, S.; PANIGRAHI, B. K.; KUNDU, R; MUKHEEJEE, R.; DEBCHOUDHURY, S. (2013). Energy and spinning reserve scheduling for a wind-thermal power system using CMA-ES with mean learning technique. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Vol.53, p.113(10), 2013.

SAHEBI, Mir Mohammad Reza; HOSSEINI, S. H.Stochastic security constrained unit commitment incorporating demand side reserve. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Vol.56, pp.175-184, 2014.

SIMOPOULOS, D. N., KAVATZA S. D., VOURNAS, C. D. Reliability constrained unit commitment using simulated annealing, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 20, no 1, pp 223-229, 2006.

SHAYESTEH, E.; YOUSEFI, A.; PARSA MOGHADDAM, M.. A probabilistic risk-based approach for spinning reserve provision using day-ahead demand response program. **Energy**, 2010, Vol. 35(5), pp.1908-1915, 2010.

SODER, L.. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol.8 (2), pp.564-571, 1993.

SOUZA, A.; DECKER, I. C.. Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. In: **Congresso Brasileiro de Automática**, Natal, Rio Grande do Norte) Anais. Natal, RN, 2002. p. 2355-2360, 2002.

THOMAZ, A. **Método de pontos interiores aplicado ao fluxo de potência ótimo utilizando coordenadas cartesianas**. 139f. Tese (Doutorado) Unicamp, Campinas, 2007.

UNSIHUAY-VILA, CLODOMIRO; LUZ, THIAGO DA.; FINARDI, ERLON. Day-Ahead Optimal Operation Planning of Wind and Hydrothermal Generation with Optimal Spinning Reserve Allocation. **International Journal of Power and Energy Systems**, Vol. 35, pp.1-8, 2015.

ZHENG, J.H. ; CHEN, J.J. ; WU, Q.H. ; JING, Z.X. Reliability constrained unit commitment with combined hydro and thermal generation embedded using self-learning group search optimize. **Energy**, Vol. 81, pp.245-254, 2015.

WANG, X., X. F., WU, Y. Operating reserve model in the power market. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 20, no. 1, pp. 223–229, 2005.

www.enercon.de/en/products/ep-1/e-48/

YUAN, Xiaohui ; TIAN, Hao ; YUAN, Yanbin ; HUANG, Yuehua ; IKRAM, Rana M.(2015). An extended NSGA-III for solution multi-objective hydro-thermal-wind scheduling considering wind power cost. **Energy Conversion and Management**, Vol.96, pp.568-578, 2015.

ANEXO A: DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

Este anexo apresenta os dados de linhas e barras do sistema da Figura 5.1 (ALVES, 2007). A base de potência é 100 MVA.

A Tabela A-1 apresenta os dados das barras e a Tabela A-2 apresenta os dados das linhas de transmissão e transformadores.

Tabela A-1 – Dados das barras do sistema da Figura 4.1

N.	Nome	Usina	Tipo	Tensão	Carga P (MW)	Carga Q (Mvar)
1	Governador Bento Munhoz	Hidro	V0	13.8		
2	Salto Caxias	Hidro	PV	13.8		
3	Salto Segredo	Hidro	PV	13.8		
4	Bateias		PQ	230	680	130
5	Governador Bento Munhoz		PQ	500		
6	Cascavel		PQ	230		
7	Cascavel		PQ	138	150	32
8	Foz do Chopim		PQ	138	90	17
9	Segredo		PQ	500		
10	Bateias		PQ	500		
11	Cascavel do Oeste		PQ	500		
12	Salto Caxias		PQ	500		
13	Foz do Chopin		PQ	230		
14	Ita	Hidro	PV	13.8		
15	Machadinho	Hidro	PV	13.8		
16	Salto Osorio	Hidro	PV	13.8		
17	Salto Santiago	Hidro	PV	13.8		
18	Areia		PQ	500		
19	Areia		PQ	230	235	57
20	Blumenau		PQ	500		
21	Blumenau		PQ	230	940	50
22	Campos Novos		PQ	500		
23	Curitiba		PQ	500		
24	Curitiba	Termo	PV	230	790	330
25	Caxias		PQ	500		
26	Caxias		PQ	230	700	49
27	Gravataí		PQ	500		
28	Ita		PQ	500		
29	Machadinho		PQ	500		
30	Salto Osorio		PQ	230		
31	Salto Santiago		PQ	500		
32	Gravataí-230		PQ	230	1100	400
33	Cascavel-230	Hidro	PQ	230	400	125

Tabela A-2 – Dados das linhas de transmissão e transformadores da Figura 4.1.

N.	De	Para	Nome	R (pu)	X (pu)	Bshunt (pu)
1	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 1	0.000100	0.001240	0.152040
2	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 2	0.000100	0.001260	0.154280
3	6	13	Cascavel-Foz do Chopin	0.011300	0.069900	0.126170
4	6	30	Cascavel-Salto Osório	0.012200	0.076900	0.138100
5	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 1	0.002200	0.010900	0.018601
6	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 2	0.001700	0.010300	0.020537
7	9	18	Segredo-Areia	0.000520	0.006540	0.804930
8	9	31	Segredo-Salto Santiago	0.000560	0.006970	0.857460
9	11	12	Cascavel Oeste-Salto Caxias	0.000500	0.007300	0.780600
10	13	30	Foz do Chopin-Salto Osório	0.001500	0.008900	0.016317
11	18	10	Areia-Bateias	0.002000	0.025500	3.127200
12	18	22	Areia-Campos Novos	0.001620	0.020480	2.501700
13	18	23	Areia-Curitiba	0.002000	0.026900	3.364000
14	19	30	Areia-Salto Osório 1	0.030450	0.157380	0.271230
15	19	30	Areia-Salto Osório 2	0.030410	0.157180	0.270890
16	20	22	Blumenau-Campos Novos	0.002556	0.029224	3.604000
17	20	23	Blumenau-Curitiba	0.001270	0.016030	1.958900
18	22	25	Campos Novos-Caxias	0.001877	0.023467	2.872400
19	23	10	Curitiba-Bateias	0.000500	0.004400	0.475800
20	25	27	Caxias-Gravataí	0.000733	0.009164	1.121700
21	27	28	Gravataí-Itá	0.002820	0.038520	4.937000
22	28	25	Itá-Caxias	0.001643	0.030339	3.548800
23	28	29	Itá-Machadinho	0.000730	0.009200	1.122600
24	28	31	Itá-Salto Santiago	0.001720	0.021700	2.651600
25	29	22	Machadinho-Campos Novos	0.000470	0.005900	0.718180
26	31	12	Salto Santiago-Salto Caxias	0.000760	0.011710	1.245800
27	10	4	Trafo Bateias 1	0.000320	0.011460	0.000000
28	10	4	Trafo Bateias 2	0.000300	0.011651	0.000000
29	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 1	0.000000	0.033600	0.000000
30	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 2	0.000000	0.033600	0.000000
31	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 3	0.000000	0.033600	0.000000
32	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 4	0.000000	0.033600	0.000000
33	6	7	Trafo Cascavel 1	0.000000	0.066400	0.000000
34	6	7	Trafo Cascavel 2	0.000000	0.062900	0.000000
35	3	9	Trafo Salto Segredo 1	0.000000	0.042000	0.000000
36	3	9	Trafo Salto Segredo 2	0.000000	0.042000	0.000000
37	3	9	Trafo Salto Segredo 3	0.000000	0.042000	0.000000
38	3	9	Trafo Salto Segredo 4	0.000000	0.042000	0.000000
39	12	2	Trafo Salto Caxias 1	0.000000	0.040800	0.000000
40	12	2	Trafo Salto Caxias 2	0.000000	0.040800	0.000000
41	12	2	Trafo Salto Caxias 3	0.000000	0.040800	0.000000
42	12	2	Trafo Salto Caxias 4	0.000000	0.040800	0.000000
43	13	8	Trafo Foz do Chopin	0.000000	0.063600	0.000000
44	18	19	Trafo Areia	0.000310	0.012070	0.000000
45	20	21	Trafo Blumenau 1	0.000310	0.011500	0.000000
46	20	21	Trafo Blumenau 2	0.000320	0.011630	0.000000
47	20	21	Trafo Blumenau 3	0.000000	0.012770	0.000000
48	23	24	Trafo Curitiba 1	0.000320	0.011630	0.000000
49	23	24	Trafo Curitiba 2	0.000310	0.011660	0.000000
50	25	26	Trafo Caxias 1	0.000200	0.012110	0.000000
51	25	26	Trafo Caxias 2	0.000200	0.012330	0.000000
52	14	28	Trafo Itá 1	0.000500	0.046150	0.000000
53	14	28	Trafo Itá 2	0.000500	0.046150	0.000000
54	14	28	Trafo Itá 3	0.000500	0.046150	0.000000
55	14	28	Trafo Itá 4	0.000500	0.046150	0.000000

56	14	28	Trafo Itá 5	0.000500	0.046150	0.000000
57	15	29	Trafo Machadinho 1	0.000000	0.041310	0.01377
58	15	29	Trafo Machadinho 2	0.000000	0.041310	0.000000
59	15	29	Trafo Machadinho 3	0.000000	0.041310	0.000000
60	16	30	Trafo Salto Osório 1	0.000800	0.068090	0.000000
61	16	30	Trafo Salto Osório 2	0.000800	0.068090	0.000000
62	16	30	Trafo Salto Osório 3	0.000800	0.068090	0.000000
63	16	30	Trafo Salto Osório 4	0.000800	0.068090	0.000000
64	17	31	Trafo Salto Santiago 1	0.000400	0.045450	0.000000
65	17	31	Trafo Salto Santiago 2	0.000400	0.045450	0.000000
66	17	31	Trafo Salto Santiago 3	0.000400	0.045450	0.000000
67	17	31	Trafo Salto Santiago 4	0.000400	0.045450	0.000000
68	27	32	Trafo Gravataí 1	0.000300	0.012190	0.000000
69	27	32	Trafo Gravataí 2	0.000390	0.011380	0.000000
70	27	32	Trafo Gravataí 3	0.000360	0.012170	0.000000
71	11	33	Trafo Cascavel Oeste	0.000000	0.012700	0.000000