

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Monique Ribeiro da Costa

**Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência com Geração de Energia
Intermitente**

Juiz de Fora

2024

Monique Ribeiro da Costa

Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência com Geração de Energia Intermitente

Dissertação apresentada ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração:: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Edimar José de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2024

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Costa, Monique Ribeiro da.

Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência com
Geração de Energia Intermitente / Monique Ribeiro da Costa. – 2024.
75 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Edimar José de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, FACUL-
DADE DE ENGENHARIA. PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA, 2024.

1. Energia Eólica. 2. Otimização. 3. Planejamento. I. Oliveira, Edimar,
orient. II. Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência
com Geração de Energia Intermitente .

Monique Ribeiro da Costa

Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência com Geração de Energia Intermitente

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 23 de abril de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Edimar José de Oliveira - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Prof. Dr. André Luis Marques Marcato

Universidade Federal de Juiz de Fora



Documento assinado eletronicamente por **Edimar Jose de Oliveira, Professor(a)**, em 23/04/2024, às 17:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 23/04/2024, às 18:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **RAPHAEL PAULO BRAGA POUBEL, Usuário Externo**, em 23/04/2024, às 20:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 30/04/2024, às 07:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1756847** e o código CRC **A26882E8**.

Dedico este trabalho aos meus pais, cujo apoio e dedicação foram fundamentais ao longo da minha jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele nada eu posso fazer. Aos meus pais, Ana Maria e Jorge Luiz, por sempre me incentivarem e me apoiarem em tudo. Agradeço também aos meus irmãos, Tarsiane, Vanessa e Luis Henrique, por seu apoio constante nos momentos difíceis.

Expresso minha gratidão às minhas amigas Diana e Mayara, cuja amizade e conversas foram de grande ajuda para mim.

Ao meu orientador e professor, Dr. Edimar José de Oliveira, sou grato pelos seus conhecimentos, paciência, dedicação e atenção ao longo dessa jornada acadêmica.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira, agradeço por suas valiosas contribuições durante os anos de pesquisa.

Aos meus amigos, colegas e companheiros de pesquisa, especialmente a Arthur Neves de Paula, Lucas Santiago Nepomuceno e Gabriel Schreider, agradeço pela troca de conhecimentos e apoio.

Agradeço também aos colegas do Grupo de Otimização da Universidade Federal de Juiz de Fora (GOPT) e do Núcleo de Pesquisa em Sistemas Elétricos de Potência (NUPESP).

Reconheço o suporte financeiro fornecido pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) - Brasil, pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Brasil, pelo Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e por todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste projeto.

RESUMO

Os desafios relacionados à alta inserção de energia eólica em sistemas elétricos de potência (SEP) envolvem questões operacionais devido à variabilidade dos ventos, aumentando as incertezas na disponibilidade de geração para suprir a demanda. Para abordar essas questões, três metodologias são propostas na presente dissertação. Uma delas se concentra na otimização de reforços no sistema de transmissão de energia elétrica para maximizar a injeção de potência eólica e, portanto, a utilização de fontes renováveis, com minimização dos custos totais dos investimentos. Outra abordagem considera a quantificação da flexibilidade de geração não eólica necessária para garantir a confiabilidade do sistema, determinando o montante de reserva e os reforços nas linhas de transmissão. Para tanto, propõe-se a aplicação do algoritmo k-means para obter cenários de geração eólica, além de um modelo baseado em Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e multiplicadores de Lagrange. Por fim, a terceira metodologia propõe a utilização de armazenamento de energia elétrica por meio de baterias para reduzir os impactos de cortes de vento, ou seja, de potência eólica, com análise em base horária ao longo de um período de um mês, considerando cenários de geração eólica e de demanda. Os sistemas teste do IEEE de 24 e 118 barras são utilizados para demonstrar a aplicação das metodologias propostas, sendo os resultados obtidos promissores no sentido de contribuir para o máximo aproveitamento de energia eólica em SEP.

Palavras-chave: Energia Eólica; Otimização; Planejamento; Operação; Armazenamento de Energia; Reforços de Transmissão.

ABSTRACT

The challenges related to the high penetration of wind energy in electrical power systems (EPS) involve operational issues due to the variability of wind, increasing uncertainties in the available generation to meet demand. To address these issues, three methodologies have been proposed. One of them focuses on optimizing reinforcements in the transmission system to maximize the injection of wind power and, thus, the use of renewable sources, while minimizing the total investment cost. Another approach considers quantifying the flexibility of non-wind generation needed to ensure the system reliability by determining the amount of reserve and reinforcements in transmission lines. For that, it is proposed the application of the k-means algorithm to obtain wind generation scenarios, in addition to a model based on Optimal Power Flow (OPF) and Lagrange multipliers. Lastly, the third methodology proposes the use of electrical energy storage through batteries to reduce the impacts of wind curtailment, that is, curtailment in the wind power, with an hourly analysis over a one-month period, considering wind generation and demand scenarios. The IEEE 24-bus and 118-bus test systems are used to demonstrate the application of the proposed methodologies, and the obtained results are promising to contribute to the maximum utilization of wind energy in EPS.

Keywords: Wind Energy; Optimization; Planning; Operation; Energy Storage; Transmission Reinforcements.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira	21
Figura 2 -Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil entre 2020 e 2024	21
Figura 3 - Energia gerada pelo Conjunto Eólico Arizona no dia 01/01/2022	22
Figura 4 - Fluxograma da metodologia proposta-APLICAÇÃO-1	30
Figura 5 - Fluxograma da metodologia proposta: APLICAÇÃO-2.	33
Figura 6 - Fluxograma do modelo: APLICAÇÃO-3	35
Figura 7 - Metodologia primeira etapa	36
Figura 8 - Geração Eólica Total: Sem o reforço nas LTs	40
Figura 9 - Geração Não Eólica Total: Sem reforço nas LTs	40
Figura 10 - Corte de Carga Total: Sem reforço nas LTs	41
Figura 11 - Gráfico do $\Delta\gamma_{1-5}$: LT-3.	42
Figura 12 - Gráfico do $\Delta\gamma_{2-6}$: LT-5.	43
Figura 13 - Gráfico do $\Delta\gamma_{4-9}$: LT-8.	43
Figura 14 - Gráfico da nova capacidade da LT-3.	44
Figura 15 - Gráfico da nova capacidade da LT-5.	44
Figura 16 - Gráfico da nova capacidade da LT-8.	45
Figura 17 - Geração Eólica Total: Com reforços nas LTs.	46
Figura 18 - Geração Não Eólica Total: Com reforços.	47
Figura 19 - Total da Carga Ativa e Geração Eólica	50
Figura 20 - Maior Rampa Up dos Geradores.	52
Figura 21 - Maior Rampa Up dos Geradores.	53
Figura 22 - Maior Rampa Up para cada CTG: S-RLT	57
Figura 23 - Maior Rampa Up para cada CTG: C-RLT	59
Figura 24 - Dados dos cenários representativos (MW).	62
Figura 25 - Custos Cronológico x Custos Cronológico com Pontos Intermediários (MW).	62
Figura 26 - Dados de Geração do Sistema (MW).	63
Figura 27 - Somatório do corte de vento (MW).	63
Figura 28 - Dados de Geração do Sistema com reforço e sem bateria (MW).	64
Figura 29 - Somatório do corte de vento com reforço e sem bateria (MW).	65
Figura 30 - Dados de Geração do Sistema sem reforço e com bateria (MW).	65
Figura 31 - Somatório do corte de vento sem reforço e com bateria (MW).	66
Figura 32 - Dados do armazenamento da bateria - sem reforço.	66
Figura 33 - Dados de Geração do Sistema com reforço e com bateria (MW).	67
Figura 34 - Somatório do corte de vento com reforço e com bateria (MW).	68
Figura 35 - Dados do armazenamento da bateria - com reforço.	68
Figura 36 - Comparativo - Geração Eólica.	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cenários do sistema eólico.	38
Tabela 2 – Parcela da FOB média sem reforço.	41
Tabela 3 – Reforços: Sistema IEEE 24 barras	45
Tabela 4 – Parcela da FOB média com reforço	47
Tabela 5 – Dados das LTs Monitoradas.	49
Tabela 6 – Dados Geradores Não Eólicos.	49
Tabela 7 – Sumário Corte de vento <i>PCW</i>	51
Tabela 8 – Resultados do Corte de vento <i>PCW</i>	51
Tabela 9 – Maior Fluxo Ativo Observado.	51
Tabela 10 – Sumário de Corte de vento <i>PCW</i>	52
Tabela 11 – Resultados do Corte de vento <i>PCW</i>	52
Tabela 12 – Maior Fluxo Ativo Observado.	53
Tabela 13 – Sumário de Corte de vento <i>PCW</i> para cada CTG	54
Tabela 14 – Resultados do Corte de vento <i>PCW</i> para cada CTG	54
Tabela 15 – Maior Fluxo Ativo das LTs Monitoradas para cada CTG.	55
Tabela 16 – Maior Fluxo Ativo das LTs Monitoradas para cada CTG.	55
Tabela 17 – Valor dos MLs médio referente as LTs para cada CTG.	56
Tabela 18 – Valor dos MLs médio referente as LTs para cada CTG.	56
Tabela 19 – Sumário de Corte de vento <i>PCW</i> para cada CTG com reforço na LT .	58
Tabela 20 – Dados das LTs Monitoradas.	61
Tabela 21 – Maior Fluxo Ativo Observado.	64
Tabela 22 – Maior Fluxo Ativo Observado.	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
FPO	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO
LT	LINHAS DE TRANSMISSÃO
FACTS	SISTEMAS FLEXÍVEIS DE TRANSMISSÃO DE CORRENTE ALTERNADA
PL	PROGRAMAÇÃO LINEAR
PNL	PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR
SEP	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
CA	CORRENTE ALTERNADA
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
CL	COEFICIENTE DE LAGRANGE
CR	CENÁRIOS REPRESENTATIVOS
CC	CENÁRIOS CRONOLÓGICOS
FOB	FUNÇÃO OBJETIVO REPRESENTATIVOS
PET	PLANEJAMENTO EXPANSÃO DE TRANSMISSÃO

LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLOS APLICAÇÃO 1:

nr	Número de geradores fictícios (corte de carga).
ngw	Número de geradores eólicos.
L_{CR}	Número de linhas candidatas ao reforço.
C_{r_i}	Custo do corte de carga na barra i (\$/MW).
Pr_i	Gerador de corte de carga na barra i (MW).
C_{PW_i}	Custo do corte de vento na barra i (\$/MW).
PCW	Corte de vento na barra i (MW).
$C_{RF_{ij}}$	Custo do reforço da linha de transmissão ij (\$/MW).
$\Delta\gamma_{ij}$	Varição de susceptância na linha ij relacionada com reforço na linha ij .
PG_i	Geração de energia ativa na barra i .
PG_{min_i}	Capacidade mínima da geração de energia ativa.
PG_{max_i}	Capacidade máxima da geração de energia ativa.
PL_i	Carga de energia ativa na barra i .
f_{ij}	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão ij (MW).
fln_{ij}	Nova capacidade da linha de transmissão ij (MW).
$flim_{ij}$	Capacidade inicial da linha de transmissão ij (MW).
θ_{ij}	Diferença angular entre as barras i e j .
PGW_i	Geração eólica na barra i (MW).
γ_{ij}	Susceptância da linha de transmissão ij .
g_{ij}	Condutância das linhas de transmissão ij .
Ω_i	Conjunto de linhas de transmissão conectadas com a barra i .

SÍMBOLOS APLICAÇÃO 2:

i	Índice de geradores;
i, j	Índice de barras;
ij	Índice de Linhas de Transmissão (LT);
nr	Número de barras de carga;
ngw	Número de geradores eólicos;
C_r	Custo de corte de carga (MW/\$);
α_i	Corte de carga na barra i ;
Cd_i	Custo do desvio padrão quadrático de geração ativa do gerador i (MW/\$);
PG_i	Geração de energia ativa do gerador i (MW);
QG_i	Geração de energia reativa do gerador i (MVar);
PGW_i	Geração de energia eólica do gerador i (MW);
PCW_i	Corte de vento na barra do gerador i (MW);
PG_{Ref}	Despacho proporcional de referência (MW);
P_{ij}	Fluxo de potência ativa da linha ij conectada entre as barras i e j (MW);

Q_{ij}	Fluxo de potência reativa da linha ij conectada entre as barras i e j (MW);
PL_i	Carga ativa na barra i (MW);
QL_i	Carga reativa na barra i (MW);
V_i	Tensão na barra i (kV);
V_j	Tensão na barra j (kV);
g_{ij}	Condutância da LT entre as barras i e j (Ω^{-1});
b_{ij}	Susceptância da LT entre as barras i e j (Ω^{-1});
b_{ij}^{sh}	Susceptância <i>shunt</i> da LT entre as barras i e j (Ω^{-1});
θ_{ij}	Ângulo entre as barras i e j (rad);
$\underline{\theta}, \bar{\theta}$	Limites superior e inferior da abertura angular entre duas barras fisicamente conectadas por uma LT (rad);
PG_{max}, PG_{min}	Capacidade máxima e mínima de geração ativa (MW);
QG_{max}, QG_{min}	Capacidade máxima e mínima de geração reativa (MVar);
V_i^{max}, V_i^{min}	Tensão máxima e mínima (kV);
PGW_{max_i}, PGW_{min_i}	Capacidade máxima e mínima de geração eólica (MW);
$FLIM_{monitoradas}$	Capacidade das LTs que são monitoradas do sistema (MW).

SÍMBOLOS APLICAÇÃO 3:

i	Índice de geradores;
h	Hora analisada do dia (h);
i, j	Índice de barras;
ij	Índice de Linhas de Transmissão (LT);
nr	Número de barras de carga;
ngw	Número de geradores eólicos;
C_r	Custo de corte de carga (MW/\$);
C_{PCW}	Custo de corte de vento (MW/\$);
$C_{PGW_{out}}$	Custo da saída de energia eólica da bateria (MW/\$);
$PGNE_i$	Geração de energia ativa não-renovável do gerador i (MW);
PGW_i	Geração de energia ativa eólica do gerador i (MW);
f_{ij}	Fluxo de potência ativa na LT ij (MW).
θ_{ij}	Ângulo entre as barras i e j (rad);
γ_{ij}	Susceptância da linha de transmissão ij ;
g_{ij}	Condutância das linhas de transmissão ij ;
$EGWS$	Energia armazenada na bateria (MWh);
PGW_{out}	Potência despachada pela bateria (MW);
PGW_{in}	Potência absorvida pela bateria (MW);

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	16
1.3	CONTRIBUIÇÕES	17
1.3.1	CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 1	17
1.3.2	CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 2	17
1.3.3	CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 3	17
1.4	RESULTADOS DA PESQUISA	18
1.4.1	Publicações em Periódicos	18
1.4.2	Publicações em Congresso	18
1.4.3	Apresentação de Artigos	19
1.4.4	Participação em Congresso	19
1.5	ESTRUTURA DO TEXTO	19
2	CONCEITOS BÁSICOS: SEP COM INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	20
2.1	INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA	20
2.2	INTEGRAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA	23
2.2.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	23
2.2.2	FLEXIBILIDADE DO RECURSO DE GERAÇÃO	24
2.2.3	PAPEL DA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA MITIGAÇÃO DA VARIABILIDADE	25
3	TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTAS PARA ANÁLISE DE SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA	27
3.1	APLICAÇÃO-1: REFORÇO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO EM SISTEMA COM ALTA PENETRAÇÃO EÓLICA	28
3.2	APLICAÇÃO-2: CÁLCULO DE RESERVA GIRANTE E REFORÇOS EM TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA	31
3.3	APLICAÇÃO-3: OTIMIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E REFORÇO EM LINHA DE TRANSMISSÃO EM SISTEMA COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	33
3.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	37
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	38
4.1	APLICAÇÃO 1	38
4.1.1	Caso-1	39
4.1.2	Caso-2	41
4.1.3	Caso-3	45

4.1.4	DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 1:	48
4.2	SIMULAÇÕES E RESULTADOS - APLICAÇÃO 2	48
4.2.1	Caso 1: S-CTG e S-RLT	50
4.2.2	Caso 2: S-CTG e C-RLT	52
4.2.3	Caso 3: C-CTG e S-RLT	53
4.2.4	Caso 4: C-CTG e C-RLT	57
4.2.5	DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 2	59
4.3	SIMULAÇÕES E RESULTADOS - APLICAÇÃO 3	60
4.3.1	Caso 1 C1-SR-SB	62
4.3.2	Caso 2 C2-CR-SB	64
4.3.3	Caso 3 C3-SR-CB	65
4.3.4	Caso 4 C4-CR-CB	67
4.3.5	DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 3	69
5	CONCLUSÕES FINAIS	70
6	SUGESTÕES PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	71
	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente, as tecnologias de conversão de energia elétrica baseadas em fontes renováveis estão em franca expansão ao redor do mundo. A crescente preocupação com as mudanças climáticas e a necessidade premente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa têm levado governos, empresas e a população a repensar suas fontes de energia, buscando alternativas mais sustentáveis [1]. Como resultado, a capacidade instalada de tais fontes está crescendo em todo o mundo, com destaque para a energia eólica. Esta modalidade apresenta vantagens como custo zero com combustíveis e disponibilidade de geração durante quase todo o ano [2]. Em âmbito global, a capacidade instalada de geração eólica totalizou 906 GW em 2022. Cerca de 77,6 GW de nova capacidade de energia eólica foi integrada às redes elétricas no mesmo ano, o que elevou a capacidade eólica total instalada, representando um crescimento de 9% em relação a 2021. Os cinco principais mercados mundiais de novas instalações foram China, EUA, Brasil, Alemanha e Suécia [3].

No entanto, à medida que a energia eólica se torna uma parte cada vez mais significativa da matriz energética, surgem questões relacionadas à sua integração eficiente em Sistemas Elétricos de Potência (SEP). A crescente penetração da energia eólica pode gerar impactos na estabilidade e confiabilidade do SEP, exigindo adaptações na infraestrutura de transmissão. Isso implica desafios significativos para a expansão e a operação do SEP, cuja complexidade também tem aumentado ao longo do tempo devido a incertezas na geração e no consumo de energia elétrica, bem como pela crescente participação de fontes renováveis, veículos elétricos e sistemas de armazenamento. Portanto, é de suma importância desenvolver ferramentas de suporte à decisão que possam lidar com tais características. O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é reconhecido como uma ferramenta poderosa para planejar e operar SEP, utilizando técnicas de otimização capazes de representar os fenômenos citados [4]. No contexto mencionado, diversos estudos têm investigado a aplicação de FPO para avaliar o impacto do aumento da penetração da energia eólica no carregamento das linhas de transmissão. Essa avaliação é conduzida em paralelo com a utilização de técnicas para modelagem adequada do sistema e de otimização.

Estratégias têm sido elaboradas para maximizar a utilização segura de energia eólica em SEP. Entre esses métodos, inclui-se a implementação de reforços em linhas de transmissão já existentes, visando aumentar a sua capacidade de transferência de potência e, conseqüentemente, aumentar a absorção (escoamento) de potência eólica [5]. Como exemplo de reforço, destaca-se a aplicação dos Sistemas Flexíveis de Transmissão de Corrente Alternada (FACTS, do inglês *Flexible AC Transmission System*). Os FACTS são dispositivos utilizados para controlar ângulos de fase, módulos de tensão e impedâncias de Linhas de Transmissão (LT) de corrente alternada (CA) de alta tensão. Esses dispositivos

têm o potencial de aumentar a confiabilidade operacional do sistema e ampliar a capacidade de transferência de potência ativa de uma LT [6; 7]. Em [6], é apresentada uma metodologia para a alocação ótima de FACTS em SEP, visando reduzir congestionamentos na rede de transmissão e aumentar a capacidade de transferência disponível da linha. Os benefícios desses dispositivos foram utilizados para minimizar os custos globais do sistema e seu impacto nos encargos de transmissão.

Outra alternativa para aumentar a capacidade de transferência de potência de uma linha de transmissão é o uso de feixe expandido. Em aplicações onde uma LT tenha mais de um cabo por fase, o redimensionamento do feixe pode resultar em ganhos consideráveis na capacidade de transferência dessa linha devido ao aumento de sua potência natural ou SIL, do inglês *Surge Impedance Loading* [8]. Um exemplo dessa aplicação é discutido em [9], que aborda linhas de transmissão com geometrias de feixe não convencionais, conhecidas como Linhas de Potência Natural Elevada (em inglês, *High Surge-Impedance Loading - HSIL*).

Na literatura, também é possível encontrar trabalhos sobre reserva girante associada a flexibilidade de geração em sistemas com presença de energias renováveis, como a eólica. O comportamento estocástico desses recursos leva à necessidade de uma reserva girante adicional para garantir a confiabilidade operacional do sistema. Portanto, é importante incluir essa reserva em modelos de planejamento para a acomodação das características probabilísticas da energia eólica [10; 11]. Em [12], uma metodologia baseada em algoritmo genético é proposta para determinar a quantidade ideal de reserva girante em função de diferentes níveis de carga, levando em consideração a flutuação de potência a partir de fontes renováveis de energia. O algoritmo de simulação Monte Carlo sequencial foi utilizado para o tratamento probabilístico da geração. Outra abordagem estocástica é apresentada em [13], através de um algoritmo para a determinação da capacidade ótima de reserva girante considerando restrições de segurança do sistema. Um modelo de FPO linearizado, ou OPF-DC, foi utilizado.

Em [14], propõe-se a otimização da capacidade de sistemas de armazenamento baseados em baterias em parques eólicos, considerando incertezas na geração disponível e restrições operacionais. Neste caso, um modelo de dois estágios é proposto para determinar a capacidade das baterias instaladas. No primeiro estágio, os despachos dos geradores térmicos e eólicos são otimizados com restrições de fluxo de potência em um modelo não linear (CA). No segundo estágio, por sua vez, estratégias operacionais para as baterias são projetadas. Os resultados indicaram que a cooperação entre as baterias e o parque eólico reduz os custos de despacho do sistema.

O armazenamento de energia é uma opção para o alívio de congestionamentos de LT causados por aumento de injeção de potência eólica em SEP. Em [15], é apresentada uma formulação robusta para otimizar armazenamento de energia com planejamento de

LT, considerando variáveis binárias relacionadas ao estado do armazenamento no problema de operação, a fim de avaliar o alívio na transmissão. Na resolução desse problema, um algoritmo CeCG (do inglês *column and constraint generation*) é aplicado ao problema de otimização robusta de dois estágios. Os autores trabalharam com dois sistemas para demonstração da eficácia da metodologia, sendo o Garver modificado de 6 barras e o sistema chinês de 196 barras. Os resultados indicaram que o investimento em armazenamento de energia é mais viável para aliviar congestionamentos da transmissão, em comparação com a opção de construir novas LT de longa distância. Em [16], é proposto um modelo de otimização que resolve o problema do planejamento coordenado de expansão da transmissão e de sistemas de armazenamento de energia, considerando incertezas de longo prazo. O modelo é apresentado dentro de uma estrutura de otimização robusta adaptativa.

Em [17], os autores apresentaram uma comparação entre as opções de armazenamento de energia e expansão do sistema de transmissão, utilizando cenários de geração eólica e fotovoltaica. Os autores concluíram que a interação entre os problemas de expansão do sistema de transmissão e de armazenamento de energia mostra que essas duas opções atuam de forma simbiótica, ou seja, são complementares e geram melhores resultados do que cada opção isolada. Nesta linha de investigação, o presente trabalho propõe três métodos para suporte à penetração de potência eólica em SEP, envolvendo reforços de linhas de transmissão, flexibilidade de geração através de reserva girante e armazenamento de energia utilizando baterias.

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho propõe técnicas de otimização para tratar a questão da alta inserção de energia eólica em SEP, considerando cenários de geração e demanda. O primeiro método visa otimizar reforços no sistema de transmissão para acomodar uma inserção elevada de energia eólica, sob diferentes cenários. O objetivo é garantir uma operação viável do SEP com mínimo custo total de investimento.

A segunda metodologia consiste em um método para quantificar a flexibilidade de energia não eólica necessária para manter a confiabilidade do sistema. Mais especificamente, objetiva determinar a quantidade de geração de unidades não eólicas destinada à reserva, bem como os reforços necessários em linhas de transmissão, considerando um orçamento disponível para investimento. O algoritmo de agrupamento k-means é utilizado para criar cenários de geração eólica com base em dados históricos.

Por fim, a última metodologia objetiva avaliar como o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias pode contribuir para tratar restrições associadas à inserção de energia eólica.

Portanto, o objetivo geral é contribuir para a questão da penetração de geração eólica em SEP. Os objetivos específicos são:

- otimizar reforços no sistema de transmissão para acomodar a inserção de energia eólica, visando viabilizar a operação do SEP com mínimo custo de investimento;
- quantificar a flexibilidade de geração não eólica necessária para manter a confiabilidade de SEP com energia eólica;
- avaliar contribuições do armazenamento de energia elétrica através de baterias para a inserção de energia eólica em SEP.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

1.3.1 CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 1

Dentro desta aplicação, o presente trabalho propõe uma metodologia para identificação de melhores locais para aplicação de reforços de linhas de transmissão, considerando a variação da susceptância de acordo com aumento da capacidade da linha. Adicionalmente, verifica-se o comportamento dos reforços frente aos cenários de geração eólica. O sistema IEEE 24 barras é utilizado para demonstrar a aplicação da metodologia proposta. Assim sendo, podem-se identificar as seguintes contribuições do trabalho:

- Uma proposta para aumentar a capacidade de transmissão do sistema em locais específicos com baixo custo de investimento;
- Capacidade de incorporar cenários de geração eólica na análise de reforços em sistema de transmissão;
- Aumento da capacidade de LT associado à redução de reatância.

1.3.2 CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 2

Dentro desta aplicação, a contribuição é uma abordagem baseada na resolução de FPO para determinar o montante de reserva girante considerando um sistema com alta inserção de energia eólica. Adicionalmente, reforços no sistema de transmissão, para permitir o intercâmbio entre os centros de geração e carga, serão avaliados através de multiplicadores de Lagrange. São considerados cenários de geração eólica obtidos por métodos de clusterização. Contingências em unidades geradoras são consideradas através de redução de capacidade de geração. Os resultados obtidos com o sistema teste IEEE 118 barras demonstram a efetividade do método proposto.

1.3.3 CONTRIBUIÇÃO - APLICAÇÃO 3

Dentro desta aplicação, é apresentada uma abordagem que é baseada na resolução de FPO para determinar o armazenamento de energia através de baterias adequado para o melhor funcionamento do SEP, além de reforços no sistema de transmissão para permitir

o intercâmbio entre centros de geração e carga, utilizando multiplicadores de Lagrange. Cenários horários de geração eólica são considerados e os resultados obtidos também com o sistema teste IEEE 118 barras apontam para o potencial de aplicação da metodologia proposta.

1.4 RESULTADOS DA PESQUISA

Como consequência desta dissertação, os seguintes resultados foram obtidos:

1.4.1 Publicações em Periódicos

- DE OLIVEIRA, EDIMAR JOSÉ ; NEPOMUCENO, LUCAS SANTIAGO ; DA SILVA, GABRIEL SCHREIDER ; DA COSTA, MONIQUE RIBEIRO ; DE PAULA, ARTHUR NEVES ; DE OLIVEIRA, LEONARDO WILLER . Congestion management based on linear programming with strict constraints. *ELECTRICAL ENGINEERING* , v. 104, p. 1-11, 2022.

1.4.2 Publicações em Congresso

Os dois artigos abaixo foram escritos pela autora da dissertação:

- COSTA, M. R.; PAULA, A. N. ; OLIVEIRA, E. J. ; OLIVEIRA, L. W. ; SILVA, G. S. . Reforço em Linhas de Transmissão em Sistema com Alta Penetração Eólica. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022.
- COSTA, M. R.; OLIVEIRA, E. J. ; PAULA, A. N. ; NEPOMUCENO, L. S. ; OLIVEIRA, L. W. . Energy Planning and Management. Calculation of Spinning Reserve and Reinforcements in Transmission for Systems with High Penetration of Wind Generation. 1ed.Guaratinguetá: Câmara Brasileira do Livro, 2022, v. 14, p. 86-86.

Artigos nos quais a autora teve participação:

- SILVA, G. S. ; FERREIRA, J. S. ; OLIVEIRA, E. J. ; DIAS, B. H. ; COSTA, M. R. ; OLIVEIRA, L. W. . Energy Planning and Management. Transmission System Tariff calculation in Brazil via optimization considering the wind generation intermittence. 1ed.Guaratinguetá: Câmara Brasileira do Livro, 2022, v. 14, p. 115-115
- SILVA, G. S. ; SOUZA, L. C. S. ; COSTA, M. R. ; OLIVEIRA, E. J. ; OLIVEIRA, L. W. . Participação da geração eólica no controle carga-frequência de sistemas hidroeólicos através do gerador síncrono virtual. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022.

- NEPOMUCENO, L. S. ; OLIVEIRA, E. J. ; PAULA, A. N. ; COSTA, M. R. ; OLIVEIRA, L. W. ; BELATI, E. A. . Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Incertezas e Mercado de Energia. Congresso Brasileiro de Automática, 2022.

1.4.3 Apresentação de Artigos

- DA SILVA, Gabriel S.; SOUZA, Lucas C. S.; DA COSTA, Monique R.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W. Participação da geração eólica no controle carga-frequência de sistemas hidro-eólicos através do gerador síncrono virtual. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.
- SILVA, G. S. ; FERREIRA, J. S. ; OLIVEIRA, E. J. ; DIAS, B. H. ; COSTA, M. R. ; DA COSTA, MONIQUE RIBEIRO ; Leonardo Willer de Oliveira . Transmission System Tariff calculation in Brazil via optimization considering the wind generation intermittence. 2022.

1.4.4 Participação em Congresso

Participação voluntária no 54^o Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO), ocorrido em Juiz de Fora, MG, Brasil, em novembro de 2022. Desempenho de atividades de apoio para a realização das sessões técnicas e demais necessidades do evento.

1.5 ESTRUTURA DO TEXTO

Esta dissertação está dividida em quatro capítulos, além deste capítulo introdutório.

O segundo capítulo aborda os conceitos fundamentais relacionados à geração eólica, ao sistema de transmissão e à integração da geração eólica ao SEP, que são essenciais para uma compreensão abrangente do estudo.

O terceiro capítulo apresenta a descrição das metodologias propostas para três diferentes aplicações em SEP.

Já no quarto capítulo, são apresentadas as aplicações e resultados obtidos com a simulação de casos de estudo para validação das metodologias propostas.

O quinto capítulo engloba as considerações finais e as conclusões alcançadas com base no trabalho desenvolvido, além de apresentar perspectivas futuras para o campo de estudo em questão.”

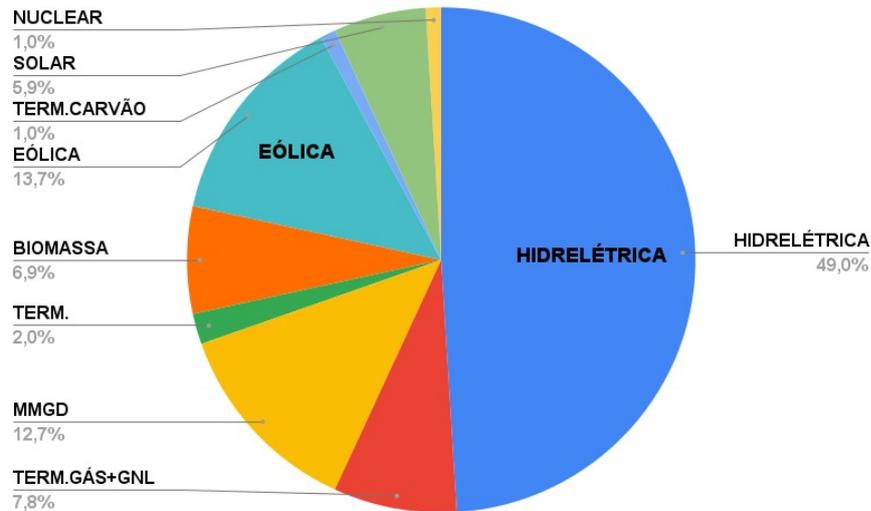
2 CONCEITOS BÁSICOS: SEP COM INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA

As mudanças climáticas têm provocado uma reflexão global sobre nossos padrões de geração de energia, resultando em um aumento notável nos investimentos em fontes renováveis, com destaque para a energia eólica. Esta tendência é claramente perceptível no crescimento exponencial da capacidade instalada de geração eólica em todo o mundo. Tal expansão é alimentada pelo crescente entendimento público acerca das emissões de gases de efeito estufa, das transformações climáticas e das preocupações ambientais associadas a outras formas de conversão de energia. Além disso, a conscientização sobre o esgotamento das reservas de petróleo e gás também desempenha um papel crucial nesse cenário. Outro fator chave para o crescimento robusto da energia eólica é o contínuo avanço das tecnologias de turbinas eólicas, que resultaram em custos mais baixos e maior eficiência na conversão. Este progresso tecnológico tem tornado a energia eólica uma opção cada vez mais atrativa e viável para suprir as demandas energéticas globais, ao mesmo tempo em que reduz os impactos ambientais negativos associados a outras formas de geração [1]. Com efeito, a geração eólica apresenta uma característica de variabilidade devido à sua dependência da velocidade dos ventos, que é inerentemente estocástica.

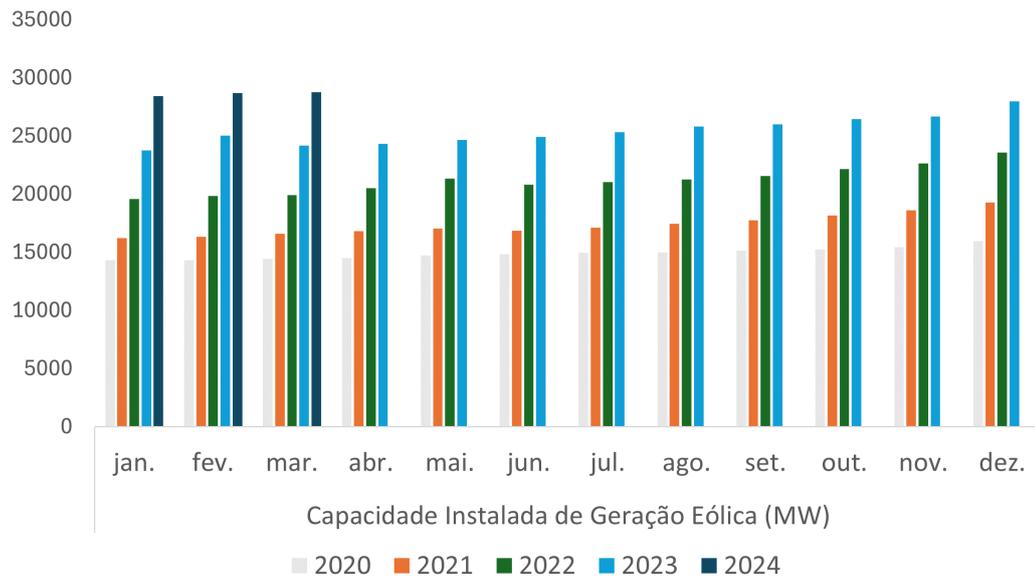
Os dados disponibilizados pela plataforma online do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) revelam que, em março de 2024, o Brasil atingiu a marca de 29,428 GW de capacidade instalada de geração eólica [18], representando 13,5% da matriz elétrica nacional. A geração eólica ocupa o segundo lugar como fonte de energia elétrica no país, ficando atrás apenas da geração hidráulica, que detém 49,6% da matriz elétrica, com uma capacidade instalada de 108,483 GW em dezembro de 2024. A Figura 1 ilustra a matriz elétrica brasileira atual, destacando as fontes hidráulica e eólica, sendo os valores percentuais apresentados na imagem arredondados.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: elaborado pelo autora (Baseado - [18])

Figura 2 -Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil entre 2020 e 2024



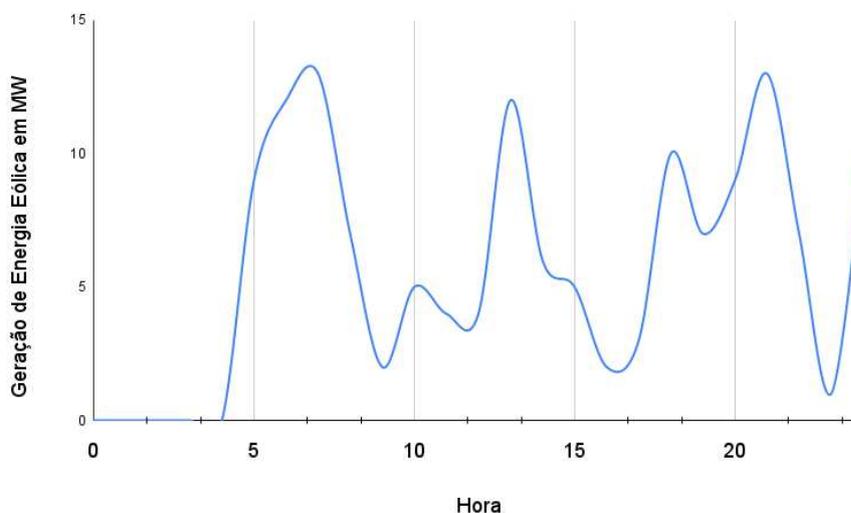
Fonte: elaborado pelo autora (Baseado - [20])

A geração eólica, em termos energéticos, demonstra um comportamento favorável à complementação hidráulica e exibe pouca variação a médio e longo prazo [19]. No entanto, devido à sua forte dependência das condições meteorológicas, ela é altamente imprevisível e volátil em tempo real, o que apresenta desafios significativos para os operadores do sistema de potência, aumentando o número de incertezas. Portanto, compreender e dimensionar adequadamente essa fonte de energia requer conhecimento de suas características e das capacidades e restrições dos equipamentos utilizados. Uma inserção elevada de energia

eólica em SEP requer a mitigação de impactos por meio de ações necessárias no sistema para garantir uma operação correta e confiável.

A Figura 3 exibe a energia obtida por turbinas eólicas no dia 1º de janeiro de 2022 pelo Conjunto Eólico Arizona, situado no estado da Bahia, na região Nordeste do Brasil, conforme dados do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) [21]. Observa-se uma notável flutuação na energia proveniente dos aerogeradores em um curto espaço de tempo, evidenciando a alta variabilidade desse tipo de fonte.

Figura 3 - Energia gerada pelo Conjunto Eólico Arizona no dia 01/01/2022



Fonte: elaborado pelo autora (Baseado - [21])

A energia eólica é definida como a energia cinética presente nas massas de ar em movimento, ou seja, o vento. Para aproveitá-la, utiliza-se a conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação por meio de turbinas eólicas, também conhecidas como aerogeradores, para prover eletricidade, ou por meio de cataventos (e moinhos) para realizar trabalhos mecânicos, como o bombeamento de água. A conversão em eletricidade através de turbinas eólicas é uma alternativa viável para diversos níveis de demanda, podendo atender desde pequenas localidades remotas até uma significativa parcela do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As pequenas centrais eólicas podem suprir áreas afastadas da rede elétrica, contribuindo para a universalização do acesso à energia. Já as centrais de grande porte têm potencial para reduzir as emissões de poluentes atmosféricos provenientes de usinas térmicas, diminuir a necessidade de construção de grandes reservatórios e mitigar os riscos associados à sazonalidade hidrológica [22]. O funcionamento de um aerogerador para geração de eletricidade assemelha-se ao de um moinho de vento, onde a energia cinética do deslocamento de massas de ar movimenta as pás, fazendo girar o rotor conectado ao gerador, que converte a energia mecânica em elétrica.

2.2 INTEGRAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA

Esta seção aborda questões como flexibilidade de geração, medidas operativas requeridas, métodos para o planejamento do sistema de transmissão através de reforço de LT e a determinação de reserva operativa. Todos esses elementos são fundamentais e atuam como aliados no processo de integração da energia eólica ao SEP.

2.2.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

O Planejamento da Expansão da Transmissão (PET) visa determinar a localização, quantidade e cronograma de implementação de novos reforços na rede de transmissão. Além de estabelecer os parâmetros técnicos do sistema de transmissão, é essencial dimensionar os investimentos para garantir o melhor desempenho do sistema com o menor custo possível. No entanto, o planejamento de sistemas com alta penetração de energia renovável apresenta desafios adicionais devido à natureza dessas fontes, que têm muita incerteza em relação à disponibilidade de energia [23].

O aumento da penetração de eólica na composição da matriz energética se deve principalmente ao custo zero com combustíveis e disponibilidade de geração em quase todo ano [2]. Neste caso, analisar a aplicação do reforço em linhas transmissão se torna necessário para o aumento da capacidade do sistema de absorver mais energia eólica em locais específicos para aumentar o aproveitamento [5].

Esta energia renovável pode ser reduzida para manter o equilíbrio entre carga e geração. Desta forma, uma prática comum que é adotada é a redução na geração de energia eólica, ou seja, o gerador irá gerar menos que sua capacidade nominal. Na literatura, é possível encontrar a definição desta ação como de *wind curtailment* (corte de vento) [24; 25].

Devido às restrições na rede de transmissão, como falta de acesso ou congestionamento de LT, especialmente em cenários de alta penetração de potência eólica no sistema, pode ocorrer o fenômeno conhecido como "corte de vento". Essa situação compromete os benefícios ambientais das energias renováveis e pode resultar em aumento de custos. É importante notar que a perda de geração de fontes renováveis tornou-se uma solução menos aceitável pela sociedade, dada a sua associação com uma energia sustentável e custos operacionais marginais próximos a zero [26].

Para lidar com esse desafio, investir na melhoria e reforço das linhas de transmissão existentes é crucial. Essas medidas têm o potencial de aumentar a capacidade de transferência de energia, permitindo uma absorção mais eficiente da energia eólica. Isso não apenas maximiza os benefícios da energia renovável, mas também reduz significativamente o risco de cortes de vento.

2.2.2 FLEXIBILIDADE DO RECURSO DE GERAÇÃO

A flexibilidade em sistemas de potência refere-se à capacidade do sistema de ajustar seu ponto de operação de maneira oportuna e harmonizada para acomodar situações tanto esperadas quanto inesperadas [27]. Portanto, a flexibilidade não é exclusivamente necessária para lidar com variações de carga e energia provenientes de fontes renováveis, mas também para lidar com contingências em equipamentos, como LT e unidades geradoras. Nesse sentido, a geração hidráulica representa uma fonte importante para realizar essa tarefa, devido à sua capacidade de variar a potência despachada de forma relativamente rápida [28; 29]. À medida que a geração eólica assume uma parcela cada vez mais significativa na geração total de energia, a complexidade da operação do sistema aumenta [30]. Para garantir a continuidade no fornecimento de energia elétrica, os operadores do sistema recorrem aos serviços auxiliares, os quais desempenham um papel essencial na segurança do sistema de potência. Esses serviços têm como objetivo fundamental apoiar a rede e facilitar a entrega de energia [31]. Suas definições podem variar de acordo com a região, mas geralmente incluem a regulação de frequência, reserva girante, reserva não girante, auto-restabelecimento das unidades geradoras (conhecido como *black start*) e suporte de tensão [32].

A Reserva de Potência Operativa é um dos serviços auxiliares mais importantes para a garantia da operação segura e confiável do sistema na ocorrência de contingências de geração ou linhas de transmissão, e mudanças repentinas de carga [33]. A Reserva de Potência Operativa pode ser definida como a capacidade acumulada de recursos energéticos que permitem a implementação de ações preventivas e corretivas na operação do sistema. No sistema convencional a alocação da reserva entre os geradores influencia nos *status* de operação das unidades geradoras e nos seus despachos, pois o seu montante agrega um alto custo de geração, porém uma quantidade insuficiente de geração destinada a reserva ocasiona um alto custo de cortes de carga ao sistema [34], além de situações desfavoráveis a confiabilidade do sistema [13].

A Reserva de Potência Operativa pode ser subdividida em Reserva Girante e Reserva Não Girante. A Reserva Girante é provida por unidades geradoras que estão sincronizadas à rede e operam em um patamar mais baixo que seu limite máximo. Sua função é de prover energia adicional a rede em um curto intervalo de tempo para cobrir perdas e atender mudanças não programadas de carga devido a erros de previsão ou qualquer outro fator externo inesperado. Já a Reserva Não-Girante, diz respeito ao montantes de reserva não sincronizadas à rede que destina-se à substituir ou complementar a reserva girante [34].

Para determinar total ou parcialmente a capacidade de Reserva Girante do sistema tem-se como um dos métodos mais comuns o método determinístico. Neste método, a capacidade de reserva é muitas vezes considerada igual ao da maior máquina do sistema. Por ter uma característica simples e rápida, muitos operadores do sistema usam para determinar

suas capacidade de Reserva Girante necessária, porém tem algumas desvantagens sendo a não otimalidade da capacidade de reserva de energia necessária, que pode ser menor ou maior que os requisitos do sistema e em algumas situações são desfavoráveis a confiabilidade do sistema [13].

2.2.3 PAPEL DA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA MITIGAÇÃO DA VARIABILIDADE

Com as significativas mudanças ocorridas no SEP ao longo do tempo, incluindo a reestruturação do sistema de energia, o crescimento das fontes renováveis de energia e a adoção de redes inteligentes (smart grids), surge a necessidade de adaptação e flexibilidade nos recursos energéticos. Nesse contexto, o armazenamento de energia emerge como uma solução crucial para enfrentar os desafios impostos por tais transformações [35].

Apesar da expansão da transmissão parecer uma opção econômica para aumentar o transporte de energia eólica e, conseqüentemente, maximizar seus benefícios, ainda existem obstáculos como o planejamento da expansão da transmissão, a seleção de locais e os custos associados à instalação de grandes linhas de transmissão no SEP [36]. Para contornar esses problemas, o armazenamento de energia por meio de baterias tem sido amplamente discutido como uma alternativa viável para integrar a energia eólica ao SEP [37; 38].

O armazenamento de energia elétrica tem como objetivo otimizar o uso das fontes renováveis, como a energia eólica e solar, que possuem uma geração variável. Por exemplo, durante uma queda no vento, o sistema pode não ser capaz de absorver ou transmitir toda a energia eólica disponível. Portanto, a introdução de dispositivos de armazenamento de energia elétrica permite gerenciar essa energia excedente em momentos de baixa demanda. Isso possibilita armazenar o excedente de energia eólica para uso em períodos com ventos fracos ou picos de demanda elevada, além de ajudar a estabilizar a flutuação da energia integrada à rede durante períodos de alta geração eólica. Várias publicações na literatura discutem e revisam a capacidade dos sistemas de armazenamento de energia para aplicação na rede elétrica [39].

O conceito de armazenamento de energia elétrica apresentado neste trabalho se baseia no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, que visa determinar uma estratégia de operação economicamente viável e segura para atender à demanda de energia elétrica [40]. Assim como o armazenamento de água nos reservatórios é convertido em energia armazenada no sistema hidrelétrico, a bateria utilizada para o armazenamento de energia elétrica opera seguindo um conceito semelhante de conservação de energia. A modelagem da bateria é realizada de forma análoga ao problema de planejamento hidrotérmico, utilizando um modelo linear para otimização em um horizonte de curto prazo, considerando o histórico de geração e carga do sistema. Os sistemas de armazenamento de energia por bateria são compostos por baterias, dispositivos de eletrônica de potência

para conversão entre corrente alternada e contínua, e sistemas de controle. Eles convertem energia elétrica em energia química para armazenamento, contribuindo para a mitigação dos desafios enfrentados pela integração de fontes renováveis, como a energia eólica, melhorando assim a confiabilidade do sistema e a eficiência do aproveitamento de recursos renováveis [41].

3 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTAS PARA ANÁLISE DE SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

As técnicas de otimização desempenham um papel crucial na resolução dos desafios que surgem com a expansão do sistema elétrico. Essas técnicas abrangem uma ampla variedade de abordagens matemáticas, incluindo a programação linear e não linear, a programação dinâmica e os métodos baseados em modelos heurísticos. Além disso, técnicas de inteligência artificial (IA), como redes neurais e sistemas fuzzy, e métodos evolutivos, como os algoritmos genéticos, também são aplicáveis [42].

Os métodos considerados nesta Dissertação podem ser resumidos da seguinte forma:

1. Programação Linear (PL): De acordo com [42] as funções objetivos dos problemas de otimização relacionados aos sistemas de energia geralmente são predominantemente quadráticas. No entanto, elas podem ser linearizadas em torno de um ponto operacional para permitir a aplicação de técnicas de programação linear. Uma das principais vantagens dessa abordagem é a garantia de solução para problemas bem formulados. Além disso, a programação linear permite a resolução eficiente de problemas em larga escala em um tempo razoável. É também o ponto de partida natural para resolver problemas complexos de otimização. A maioria dos softwares de otimização comercialmente disponíveis, especialmente aqueles voltados para a resolução de problemas em sistemas de energia, incorpora algoritmos robustos e poderosos de programação linear.
2. Programação Não Linear (PNL): A programação não linear (PNL) é uma área da otimização que lida com problemas onde a função objetivo ou as restrições não são lineares. Em sistemas de potência, a PNL é frequentemente utilizada para resolver problemas de otimização relacionados à operação e planejamento de redes elétricas. Estes problemas podem incluir a alocação ótima de geração, a determinação de fluxos de potência ótimos, o despacho econômico de unidades geradoras, entre outros [43].

Utilizando a aplicação de PL e PNL, este capítulo apresenta as técnicas de otimização utilizadas para avaliar os sistemas de energia elétrica com uma elevada inserção de geração eólica. Será apresentado a aplicação do reforço de linhas de transmissão, assim como a utilização da flexibilidade da geração não eólica para assegurar a confiabilidade do sistema. Adicionalmente, será abordada uma técnica para solucionar o planejamento da expansão da transmissão em conjunto com sistemas de armazenamento de energia.

As metodologias propostas visam a minimização dos custos totais dos investimentos e garantem uma operação viável e eficiente do sistema. Os desenvolvimentos propostos podem ser divididos em três aplicações:

- **APLICAÇÃO 1:** Esta abordagem apresenta um método para otimizar os reforços no sistema de transmissão considerando um sistema com alta penetração de energia eólica representada por cenários de geração. A metodologia proposta minimiza os custos totais dos investimentos e garante uma operação viável do sistema. O aumento da capacidade das linhas de transmissão, proporcionado pela aplicação dos reforços nos locais adequados, permite uma maior absorção de energia eólica do sistema, maximizando os benefícios de uma geração renovável. A formulação proposta considera o cálculo do fluxo de potência ótimo e a relação entre a susceptância e a capacidade de transmissão das linhas de transmissão. A metodologia proposta é resolvida com a técnica de programação linear (PL). O sistema IEEE 24 barras é empregado para ilustrar os principais conceitos tratados.
- **APLICAÇÃO 2:** Nesta aplicação, é adotada uma abordagem para determinar a quantidade de geração das unidades não eólicas destinadas à reserva, juntamente com os reforços necessários nas linhas de transmissão, considerando um orçamento disponível para investimentos. O algoritmo de agrupamento k-means é empregado para criar cenários de geração eólica com base em dados históricos. Para estabelecer a quantidade de reserva girante, é apresentada uma abordagem fundamentada no Fluxo de Potência Ótimo não linear (PNL), enquanto os reforços nas linhas de transmissão são identificados por meio dos Coeficientes de Lagrange. Adicionalmente, a contingência de geração não eólica é considerada. O sistema de teste IEEE de 118 barras é utilizado para demonstrar os principais conceitos tratados.
- **APLICAÇÃO 3:** Nesta aplicação, é apresentada uma abordagem para determinar o reforço no sistema de transmissão e o armazenamento de energia utilizando baterias, com o intuito de reduzir os cortes de vento. A análise será realizada de forma horária, avaliando os blocos de carga referentes a cada período de hora dentro do cenário de um dia. Será examinado um período de um mês, correspondendo a 720 horas, abrangendo cenários de geração eólica e de demanda. Para determinar o armazenamento de energia elétrica, é adotada uma abordagem baseada no Fluxo de Potência Ótimo Linear (PL). O sistema de teste IEEE de 118 barras é utilizado para demonstrar os principais conceitos tratados.

Todos os dados utilizados nas simulações estão disponíveis em [44].

3.1 APLICAÇÃO-1: REFORÇO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO EM SISTEMA COM ALTA PENETRAÇÃO EÓLICA

Para esta técnica, é proposta uma metodologia para identificar os melhores locais para aplicação do reforço de linhas de transmissão, levando em consideração a variação da susceptância conforme a capacidade da linha é aumentada. Além disso, será analisado o

comportamento dos reforços diante dos diferentes cenários de geração eólica. Dessa forma, destacam-se as seguintes contribuições:

- Uma proposta para aumentar a capacidade de transmissão do sistema em locais específicos do sistema com baixo custo de investimento;
- Capacidade de incorporar cenários de geração eólica na análise de reforço no sistema de transmissão;
- Aumento da capacidade das linhas associado à redução da reatância.

O problema proposto de programação linear para determinar o reforço no sistema é definido a seguir:

$$FOB = \text{Min} \sum_{ij=1}^{nr} C_{r_i} \cdot P_r + \sum_{ij=1}^{ngw} C_{PW_i} \cdot PCW + \sum_{ij=1}^{LCR} C_{RF_{ij}} \cdot \Delta\gamma_{ij} \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$PG_i + PGW_i - \sum_{j \in \Omega_i} f_{ij} - PCW_i = PL_i \quad (3.2)$$

$$f_{ij} = (\gamma_{ij} + \Delta\gamma_{ij}) \cdot \theta_{ij} + \frac{1}{2} \cdot g_{ij} \cdot \theta_{ij}^2 \quad (3.3)$$

$$fln_{ij} - \left(\frac{flim_{ij}}{\gamma_{ij}} \right) \cdot \Delta\gamma_{ij} = flim_{ij} \quad (3.4)$$

$$-fln_{ij} \leq f_{ij} \leq +fln_{ij} \quad (3.5)$$

$$PG_{min} \leq PG_i \leq PG_{max} \quad (3.6)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{ij} \leq +\frac{\pi}{2} \quad (3.7)$$

$$PGW_{min_i} \leq PCW_i \leq PGW_{max_i} \quad (3.8)$$

$$0 \leq \Delta\gamma_{ij} \leq 2 \cdot \gamma_{ij} \quad (3.9)$$

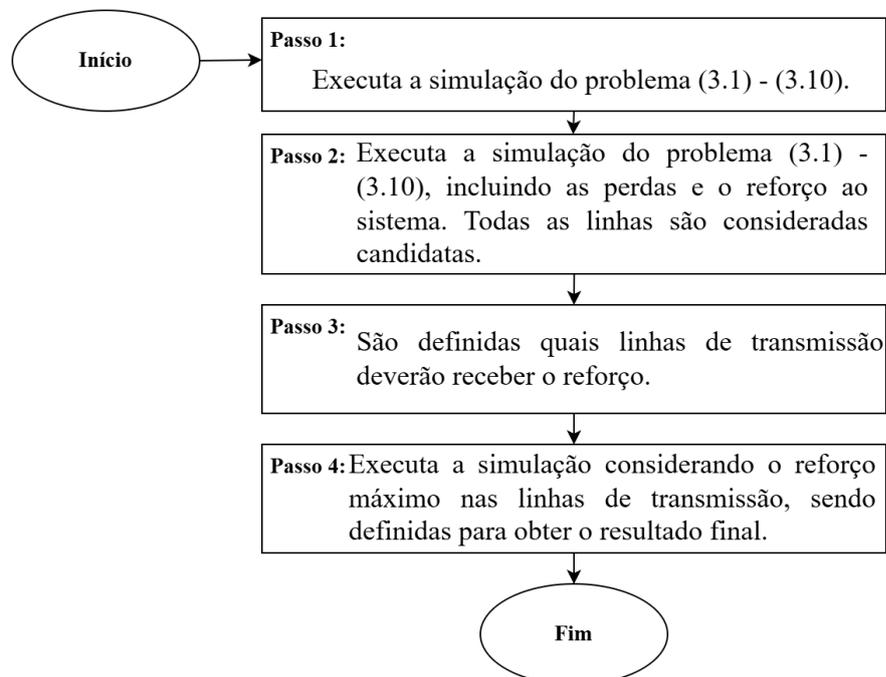
$$flim \leq fln_{ij} \leq 2 \cdot flim \quad (3.10)$$

Onde:

A função objetivo (3.1) minimiza os custos do corte de carga, corte de vento e dos reforços no sistema de transmissão. Já a (3.2) corresponde ao balanço de potência ativa nas barras. A restrição (3.3) representa o fluxo de potência ativa na linha ij , onde as perdas estão incluídas no termo quadrático. Para evitar esta não linearidades, as perdas são representadas por cargas adicionais na barras adjacentes a cada linha de transmissão [6]. Além disso, a variação de susceptância ($\Delta\gamma_{ij}$) relacionada à nova capacidade da LT (fln) deve ser incluída para aumentar o valor de (γ_{ij}). A restrição (3.4) representa a relação entre a nova capacidade da LT (fln_{ij}) e o acréscimo na susceptância (Δ_{ij}). Esta restrição é de suma importância para a solução correta do problema, pois o investimento na LT vai alterando o valor da susceptância tendo como resultado uma grande alteração no fluxo de potência ativa. A restrição (3.5) se refere a restrição do limite de fluxo de potência ativa. As restrições (3.6)-(3.10) representam os limites das variáveis. Sendo que a (3.10) representa os limites da nova capacidade da LT.

A Figura 4 mostra o fluxograma da metodologia proposta para a resolução do problema de alocação de reforços de linhas de transmissão. O problema (3.1)-(3.10) é resolvido para cada cenário utilizando programação linear. Os seguintes passos são descritos como segue:

Figura 4 - Fluxograma da metodologia proposta-APLICAÇÃO-1



Fonte: elaborado pelo autora.

- Passo-1: Define os dados básicos do sistema, os cenários de geração eólica e de demanda iniciando o contador com valor igual a 1 até o valor da quantidade de cenários analisados. O resultado é a operação do sistema sem reforço;

- Passo-2: Resolve o problema (3.1)-(3.10), otimizando o reforço nas linhas e inclui-se as perdas para cada cenário. Nesta simulação, todas as linhas são candidatas ao reforço;
- Passo-3: Identifica quais LTs vão receber os investimentos de reforço. Para tanto, verifica-se a necessidade de reforço para cada cenário. Assim sendo, é possível identificar as linhas que são mais eficientes para o reforço. Analisado o investimento de cada linha de transmissão, as linhas que tiverem maior reforço e de forma mais constante de sua utilização para os cenários, se tornam linhas de transmissão selecionadas e que vão receber o investimento;
- Passo-4: Resolve-se o problema (3.1)-(3.10) novamente, porém considerando apenas as linhas de transmissão escolhidas ao reforço. A partir daí, tem-se o resultado final. A solução obtida fornece a decisão ótima sobre a alocação de investimentos em reforços.

Na seção de resultados será apresentado uma análise que vai esclarecer os passos da metodologia proposta.

3.2 APLICAÇÃO-2: CÁLCULO DE RESERVA GIRANTE E REFORÇOS EM TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Esta seção apresenta a metodologia proposta que determina a quantidade de reserva girante de cada gerador do sistema e realiza o reforço em LTs considerando uma alta penetração de energia eólica e a variação de vento e de carga em horário de pico. O reforço em LTs tem como objetivo aumentar a capacidade de transferência de potência da rede possibilitando uma maior absorção da energia eólica e uma conseqüente redução no custo de operação do sistema. Devido à grande quantidade de dados, o algoritmo de agrupamento k-means [47] é aplicado a séries históricas para gerar cenários de capacidade de geração eólica e demanda.

O problema de Programação Não Linear (PNL) que representa o fluxo de potência ótimo (FPO), equações de 3.11-3.23, é apresentado como:

$$\begin{aligned}
 FOB = \min & \left(Perdas + \sum_{i=1}^{nr} C_{r_i} \cdot \alpha_i + \right. \\
 & \left. + \sum_{i=1}^{ngw} C_{PCW_i} \cdot PCW_i + \sum_{i=1}^{ng} C_{d_i} \cdot (PG_i - PG_{Ref})^2 \right)
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Sujeito a:

$$PG_i - \sum_{j \in \Omega_i} P_{j_i} - PCW_i = (1 - \alpha_j) \cdot PL_i - PGW_i \tag{3.12}$$

$$QG_i - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} - QL_i = 0 \quad (3.13)$$

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot V_i^2 - V_i \cdot V_j (g_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} + b_{ij} \cdot \sin\theta_{ij}) \quad (3.14)$$

$$Q_{ij} = -(b_{ij} + b_{ij}^{sh}) \cdot V_i^2 + \\ -V_i \cdot V_j (g_{ij} \cdot \sin\theta_{ij} - b_{ij} \cdot \cos\theta_{ij}) \quad (3.15)$$

$$Perdas = C_{perdas} \cdot \sum PG_i \quad (3.16)$$

$$|P_{ij}| \leq FLIM_{monitoradas} \quad (3.17)$$

$$PG_{min} \leq PG_i \leq PG_{max} \quad (3.18)$$

$$QG_{min} \leq QG_i \leq QG_{max} \quad (3.19)$$

$$\underline{\theta} \leq \theta_{ij} \leq \bar{\theta} \quad (3.20)$$

$$PGW_{min_i} \leq PCW_i \leq PGW_{max_i} \quad (3.21)$$

$$V_{min_i} \leq V_i \leq V_{max_j} \quad (3.22)$$

$$0 \leq \alpha_i \leq 1 \quad (3.23)$$

A função objetivo em (3.11) busca minimizar o valor das perdas para cada cenário de geração eólica e o desvio quadrático de geração ativa em relação ao caso referência. As restrições (3.12) e (3.13) correspondem ao balanço de potência ativo e reativo, respectivamente. As restrições (3.14) e (3.15) calculam os fluxos ativos e reativos de cada LT em modelo CA. Em (3.16) são calculadas as perdas de potência ativa nas LTs. A restrição (3.17) garante que o fluxo de potência ativa nas LTs monitoradas seja respeitado. As restrições (3.18)-(3.23) representam os limites das variáveis do problema, sendo que a restrição (3.23) permite o corte de carga.

O fluxograma apresentado na Figura 5 mostra as principais etapas da metodologia proposta. Em primeiro lugar, ocorre a introdução dos dados na modelagem, como os dados do sistema, dados referente aos cenários de geração eólica e de carga. Em seguida, o FPO descrito em (3.11)-(3.23) é executado para cada cenário de demanda e geração eólica. O valor do desvio de geração quadrático foi acrescentado com o objetivo de fazer com que os geradores trabalhassem em torno de ponto de operação inicial, referente a um despacho de referência com valor proporcional ao calculado em (3.24).

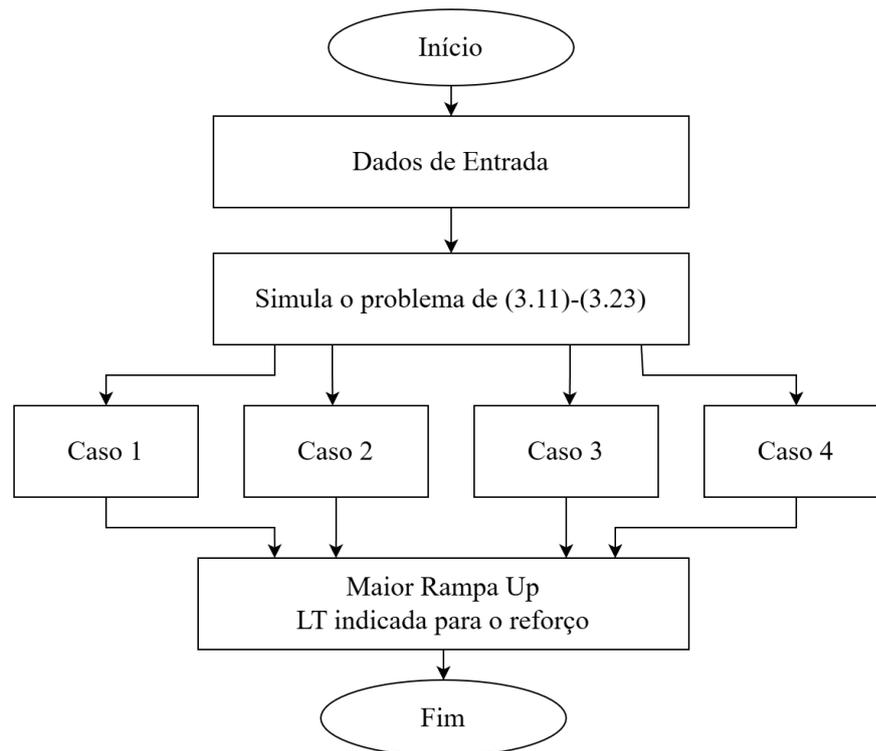
$$PG_{Ref} = \frac{\sum PL_i}{\sum PG_{max_i}} \cdot PG_{max_i} \quad (3.24)$$

Na terceira etapa, é feito o cálculo da reserva girante encontrando o Maior Valor de Rampa Up e a identificação da LT a ser reforçada. O problema é formulado como um problema de Programação Não-Linear (PNL). A solução do PNL apresentado é utilizada para identificar as reservas girantes para cada gerador do sistema. O cálculo da reserva girante é obtido através da variação dos geradores no cenário atual em relação ao cenário

anterior. Após o cálculo da variação dos geradores para cada cenário, a reserva girante é definida como a Maior Rampa Up (ΔPG_i) de cada gerador.

A partir daí, é avaliado os valores dos Coeficientes de Lagrange (CL) referente aos limites das LTs. É feita a média dos CL referente aos cenários, e logo após é identificado quais LTs obtiveram o maior valor médio, e que conseqüentemente, necessitam da aplicação do reforço, para que o sistema venha trabalhar de forma mais segura e otimizada.

Figura 5 - Fluxograma da metodologia proposta: APLICAÇÃO-2.



Fonte: elaborado pelo autora.

3.3 APLICAÇÃO-3: OTIMIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E REFORÇO EM LINHA DE TRANSMISSÃO EM SISTEMA COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Esta aplicação apresenta a metodologia proposta para solucionar o planejamento da expansão da transmissão e dispositivos de armazenamento de energia elétrica, considerando a variabilidade de vento e demanda.

Na formulação proposta, o corte de vento é minimizado, para isto, é modelado como uma variável associada a um custo para o sistema.

Em (3.25) - (3.37) é apresentada a formulação matemática para solucionar o problema proposto na forma de um problema de Programação Linear (PL).

$$\begin{aligned}
FOB = \min & \left(Perdas^h + \sum_{k=1}^{nr} C_{r_k} \cdot PG_{r_k}^h + \right. \\
& \left. + \sum_{i=1}^{ngw} C_{PCW_i} \cdot PCW_i^h + \sum_{i=1}^{ngw} C_{PGW_{out_i}} \cdot PGW_{out_i}^h \right)
\end{aligned} \tag{3.25}$$

Sujeito a:

$$PGNE_i^h + PGWR_i^h - \sum_{j \in \Omega_i} f_{ij}^h = PLOAD_i^h \tag{3.26}$$

$$PGWR_i^h = PGW_i^h - PCW_i^h + PGW_{out_i}^h - PGW_{in_i}^h \tag{3.27}$$

$$f_{ij}^h = \gamma_{ij} \cdot \theta_{ij}^h \tag{3.28}$$

$$Perdas = C_{perdas} \cdot \sum PGNE_i^h \tag{3.29}$$

$$EGWS^{h+1} = EGWS_i^h + PGW_{in_i}^h - PGW_{out_i}^h \tag{3.30}$$

$$-FLIM^h \leq f_{ij}^h \leq +FLIM^h \tag{3.31}$$

$$PGNE_{min}^h \leq PGNE_i^h \leq PGNE_{max}^h \tag{3.32}$$

$$\underline{\theta}^h \leq \theta_{ij} \leq \bar{\theta}^h \tag{3.33}$$

$$PGW_{min_i}^h \leq PCW_i^h \leq PGW_{max_i}^h \tag{3.34}$$

$$EGWS_{min_i}^h \leq EGWS_i^h \leq EGWS_{max_i}^h \tag{3.35}$$

$$PGW_{min_i}^h \leq PGW_{out_i}^h \leq PGW_{max_i}^h \tag{3.36}$$

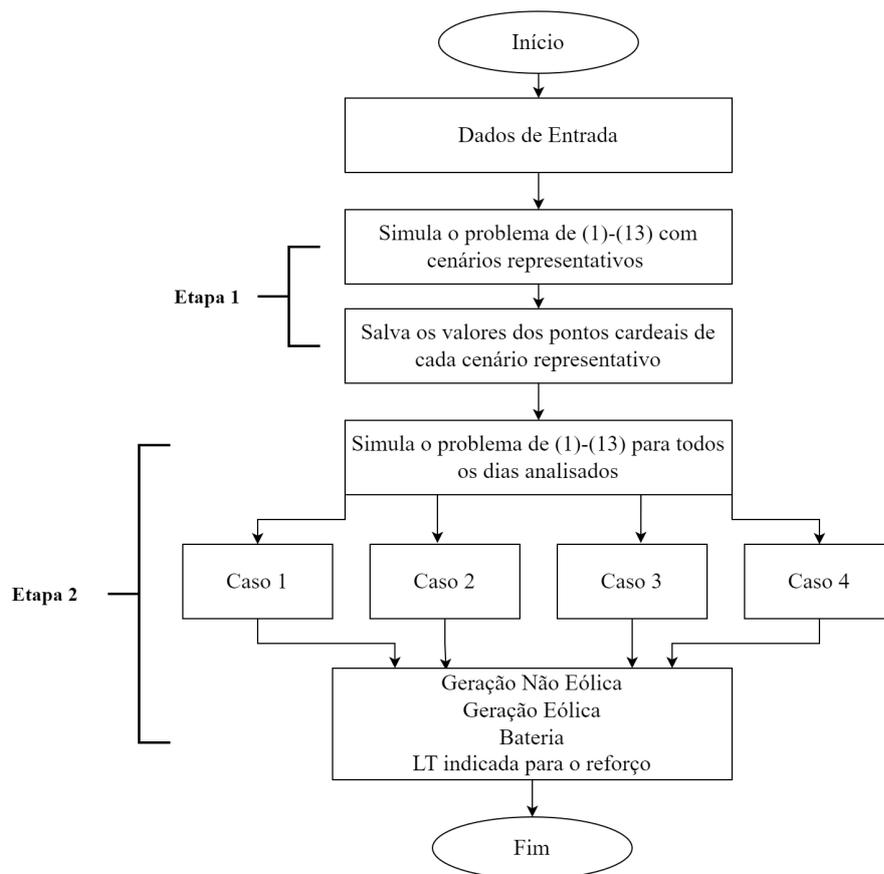
$$PGW_{min_i}^h \leq PGW_{in_i}^h \leq PGW_{max_i}^h \tag{3.37}$$

A função objetivo em (3.25) busca minimizar, para cada hora, as perdas na transmissão, os cortes de carga e de vento, e a potência injetada na rede por baterias. A

restrição (3.26) corresponde ao balanço de potência. A restrição (3.27) modela a potência injetada na rede pela geração eólica. Em (3.28) e (3.29) calcula os fluxos ativos e as perdas ativas nas LTs, respectivamente. A restrição (3.30) modela o balanço de energia das baterias. As restrições (3.31)-(3.37) modelam os limites das variáveis do problema.

O fluxograma apresentado na Figura 6 mostra os principais passos da metodologia proposta, sendo dividida em 2 etapas principais. As etapas consistem em reduzir o problema para torná-lo computacionalmente factível, reduzindo a resolução da série histórica considerada e depois solucionar o problema para a série histórica completa. Para descrever a metodologia proposta considera-se uma série histórica de 720 horas, ou seja, 30 dias. Na primeira etapa, a resolução da série histórica de cada dia é reduzido para 4 Cenários Representativos (CR) que dependem do horário de carga leve, média e pesada. Neste caso o sistema é reduzido para 120 Cenários Cronológicos (CC). Porém, deve-se frisar que a metodologia pode ser utilizada para qualquer dimensão de série histórica e número de cenários representativos na série com resolução reduzida.

Figura 6 - Fluxograma do modelo: APLICAÇÃO-3

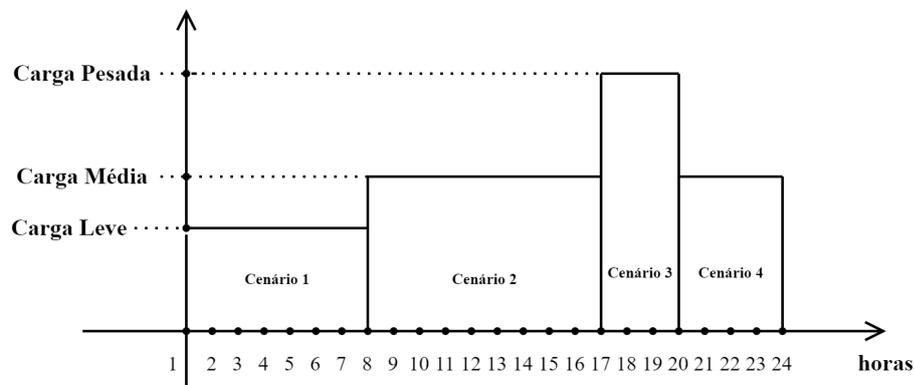


Fonte: elaborado pelo autora.

Na primeira etapa a simulação para o problema do FPO apresentado é realizada da seguinte forma:

- A resolução da série histórica de 720 horas é reduzida a 120 Cenários Representativos (CR), que modelam 4 cenários por dia, como demonstrado na Figura 7, sendo assim totalizando os 30 dias. O primeiro CR corresponde à carga leve, de zero às 8 horas, o segundo CR corresponde à carga média de 8 às 17 horas. A carga pesada, de 17 às 20 horas é representada pelo terceiro CR. O quarto CR é de carga média e vai de 20 às 24 horas. Para os 4 cenários representativos é feita a média da geração eólica e da carga para o horário correspondente. Desta forma, cada dia é representado por quatro horas equivalentes, reduzindo o tamanho da amostra em seis vezes.
- É realizada a simulação com os cenários representativos, sendo que o valor do armazenamento de energia elétrica final do período ($EGWS_{final}$) é igual ao valor inicial. Logo após, os valores referentes aos PGW's de cada cenário representativo são salvos, e são chamados de Pontos Intermediários (PI) do armazenamento de energia elétrica. Os pontos intermediários modelam os blocos de cargas de cada período.

Figura 7 - Metodologia primeira etapa



Fonte: elaborado pela autora.

Na segunda etapa a simulação é realizada da seguinte forma:

- Ao salvar os pontos intermediários dos armazenamentos de energia eólica de cada cenário representativo, é realizada uma nova simulação para a série histórica original, ou seja 720 horas. Conforme Figura 7, existem os pontos intermediários estabelecendo valores fixos de EGWS nas horas 8, 17, 20 e 24.
- Identificam-se os valores dos armazenamento de energia elétrica de cada hora para os 30 dias, os cortes de carga e de vento, os despachos dos geradores não-eólicos,

os fluxos ativos nas linhas de transmissão, e o custo total da operação do sistema. Desta forma, ao conhecer os pontos intermediários referente a hora 24, o valor do $EGWS_{inicial}$ para cada dia analisado é identificado.

Na seção de resultados esta aplicação será apresentada com maiores detalhes para facilitar o entendimento da metodologia proposta.

3.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou três propostas para aplicações em sistemas elétricos de potência com alta penetração de geração eólica. Considerado a intermitência do vento, a operação dos sistemas requer investimentos no sistema de transmissão bem como prover o sistema com reserva girante adequada.

Os desenvolvimentos apresentados podem ser destacados como:

- APLICAÇÃO 1: Esta abordagem apresentou um método para otimizar os reforços no sistema de transmissão considerando a energia eólica representada por cenários de geração. Para incorporar o aumento da capacidade das linhas de transmissão, através dos reforços, também foram desenvolvidos os modelos necessários para esta representação no problema de Programação Linear (PL).
- APLICAÇÃO 2: Para esta aplicação, foi utilizado a Programação não Linear (PNL) para o cálculo da reserva girante associado aos reforços nas linhas de transmissão. Os coeficientes de Lagrange associados às restrições ativas do PNL foram propostos para identificar os melhores investimentos no sistema a fim de suportar a variabilidade da geração eólica.
- APLICAÇÃO 3: Nesta aplicação, o reforço no sistema de transmissão e o armazenamento de energia utilizando baterias foram considerados para proporcionar uma operação adequada do sistema frente a variações de geração variável. Neste caso utilizou-se Programação Linear (PL) considerando uma operação horária durante um mês de operação. Esta consideração é importante para definir o armazenamento da bateria a cada hora do dia. Tendo em vista o tamanho do sistema PL a ser resolvido, foi proposto o agrupamento das horas do dia em leve, média, pesada e média, o que reduziu o tamanho dos sistema possível para ser resolvido em uma única simulação.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações foram realizadas utilizando um processador Core i5 com 2,11 GHz. Os códigos foram implementados com o software MatLab©. Cada FPO é resolvido utilizando a “ToolBox” fmincon do MatLab© para problemas não lineares (PNL) e a ”ToolBox”linprog do MatLab© para problemas lineares (PL).

4.1 APLICAÇÃO 1

A metodologia apresentada é aplicada ao sistema IEEE 24 barras [46]. Esse sistema possui 24 barras, 38 linhas de transmissão e uma demanda igual a 8.550 MW. A solução do problema de otimização é realizada através da Toolbox de Programação Linear (PL).

Os cenários de geração eólica empregados nesta análise, listados na Tabela 1, foram obtidos por meio do algoritmo k-means, conforme abordado em [47] e [45]. Este algoritmo é reconhecido por sua capacidade de agrupar cenários de despacho de geração eólica similares em grupos distintos, utilizando as séries históricas fornecidas em [48].

Tabela 1 – Cenários do sistema eólico.

Cenário	Fator de Demanda	Fator de Geração Eolica	Probabilidade
1	0,5428	0,0550	0,1467
2	0,5138	0,3661	0,1324
3	0,4963	0,9200	0,1166
4	0,4938	0,7304	0,1106
5	0,4782	0,1943	0,1078
6	0,4911	0,5424	0,1072
7	0,8047	0,0934	0,0852
8	0,6165	0,1989	0,0821
9	0,7345	0,3616	0,0594
10	0,6586	0,5997	0,0522

Fonte: elaborado pela autora.

As seguintes premissas são consideradas para o estudo de caso:

- i. O sistema tem um total de 10 geradores sendo que 3 deles são geradores eólicos, tendo 10.215MW de geração de potência ativa instalada;
- ii. Os geradores eólicos estão instalados nas barras 1, 2 e 4, e tem sua potência máxima de geração ativa de 3000MW, que corresponde a 30% da geração total do sistema;

- iii. O custo do corte de vento PCW é igual a 900 \$/MW e o custo do corte de carga P_r é 10.000 \$/MW. Estes valores, definidos pelo usuário, foram adotados para incentivar os reforços e evitar os cortes de vento e carga;
- iv. Todas as linhas de transmissão são candidatas ao reforço.

Três casos serão analisados:

- Caso-1: Sem reforço nas linhas de transmissão. Neste caso, é avaliado o valor do custo operacional médio do sistema (\$/MW), valor do custo médio do corte de vento (\$/MW) e corte de vento (MW) para todos os cenários;
- Caso-2: Outra simulação é realizada aplicando o reforço no sistema. Neste caso, todas as linhas de transmissão são candidatas a receber o reforço e é identificado quais linhas de transmissão têm a necessidade de investimento em reforço;
- Caso-3: Após identificar quais linhas devem receber o reforço, nova simulação é realizada a fim de verificar os ganhos obtidos com o investimento.

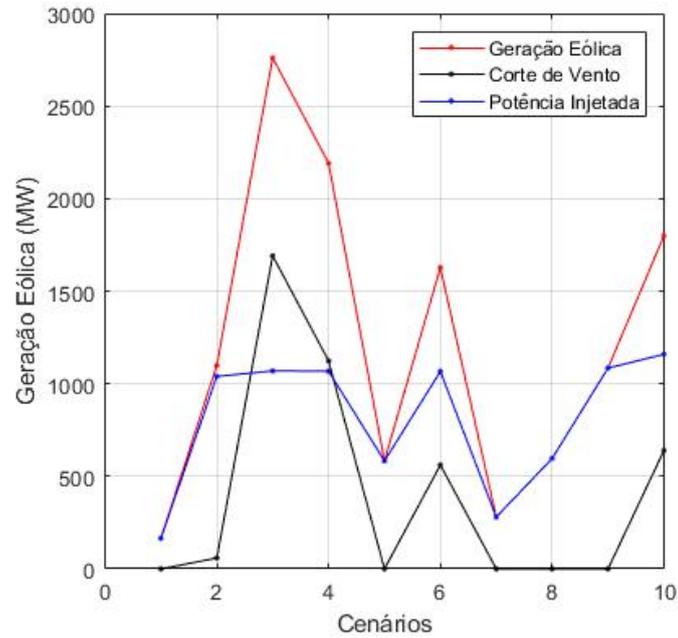
4.1.1 Caso-1

A solução do problema descrito em (3.1) a (3.10), sem considerar o reforço em linha de transmissão são apresentados a seguir.

Na Figura 8 são apresentados os resultados da geração eólica onde observa-se a potência efetivamente injetada na rede bem como a geração eólica disponível e o valor não aproveitado da energia eólica (corte de vento). Em outras palavras, os benefícios da energia renovável não foram completamente aproveitados devido ao limite da capacidade de transferência de energia elétrica das LTs. Outro ponto de destaque na Figura 8 está relacionado aos cenários mais favoráveis de geração eólica, ou seja, os cenários 3, 6 e 10.

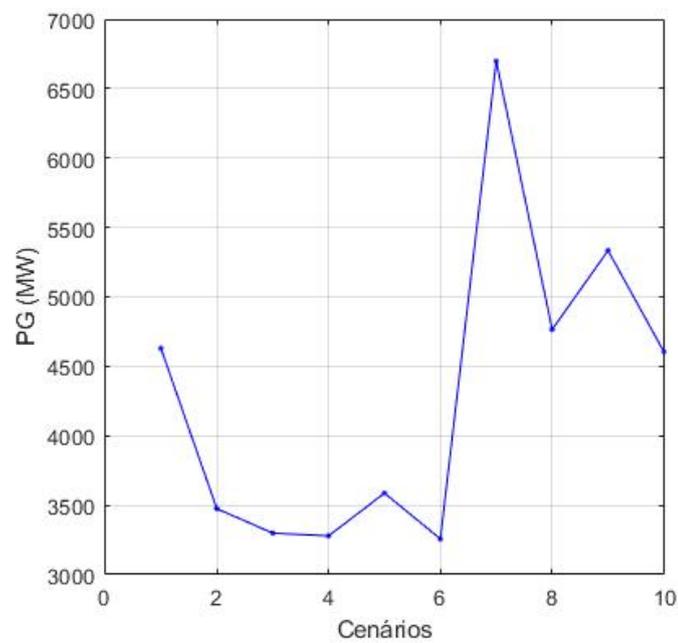
A Figura 9 apresenta o somatório dos despachos de potência ativa de todos os geradores não eólicos em MW. Já a Figura 10 apresenta o valor do corte de carga em MW para cada cenário, mostrando que o corte de carga só foi necessário no cenário 7, que consiste em um valor menor de geração eólica e uma alta geração não eólica. No entanto, a falta de capacidade de transmissão não permitiu o suprimento da demanda pelos geradores não eólicos.

Figura 8 - Geração Eólica Total: Sem o reforço nas LTs



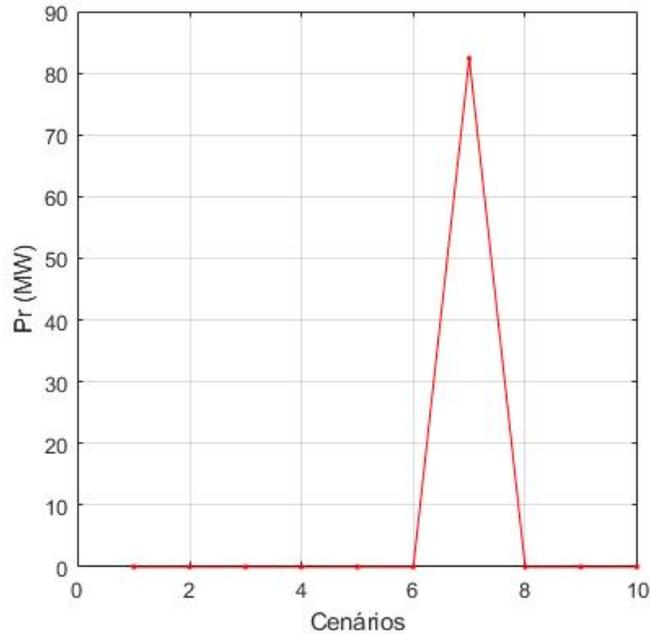
Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 9 - Geração Não Eólica Total: Sem reforço nas LTs



Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 10 - Corte de Carga Total: Sem reforço nas LTs



Fonte: elaborado pelo autora.

A Tabela 2 mostra o custo médio operacional do sistema, e o custo médio do corte de vento, que foram obtidos no ponto ótimo, ao simular o problema descrito em 3.1 a 3.10. Verifica-se a partir dos dados da Tabela 2 que a falta de capacidade das linhas resulta em perda de geração renovável que poderia reduzir os custos operacionais totais do sistema. Portanto, a identificação de corredores para investimento torna-se crucial para redução do custo total do sistema (investimento e operação).

Tabela 2 – Parcela da FOB média sem reforço.

FOB total (\$)	Corte de carga (\$)	Corte de vento (\$)	Investimento de LTs (k\$)
448.990,00	82.400,00	366.590,00	0

Fonte: elaborado pela autora.

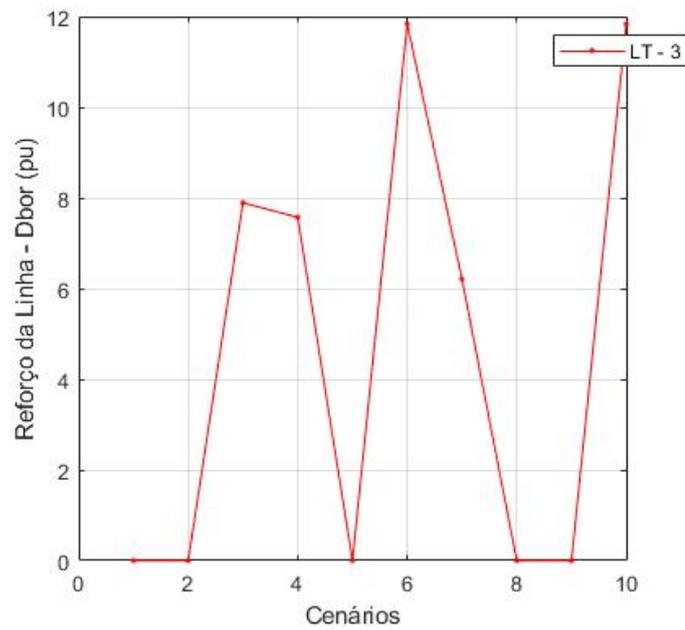
4.1.2 Caso-2

Para este caso, os resultados apresentados são obtidos considerando a aplicação de reforço nas linhas de transmissão, onde todas as linhas foram consideradas candidatas. Os gráficos das figuras 11 a 12 apresentam informações do investimento nas linhas: LT-3 (da barra-1 para barra-5), LT-5 (da barra-2 para barra-6) e LT-8 (da barra-4 para barra-9). Deve-se destacar que os investimentos nas demais linhas apresentam um valor muito baixo.

Os gráficos das figuras 11, 12 e 13 mostram o valor da variação da susceptância necessária para aumento da capacidade das LTs em cada cenário.

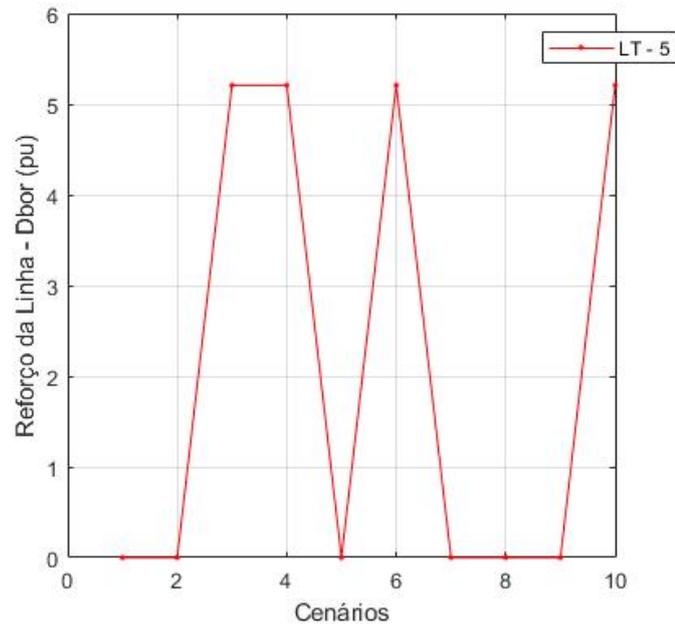
Através da equação (3.4) é possível obter os novos limites das linhas (fln) associados aos aumentos das susceptâncias. As figuras 14, 15 e 16 mostram os valores da nova capacidade das LTs para atendimento a cada cenário, sendo o valor da capacidade inicial da LT-3 de 175MW, LT-5 de 175MW, e LT-8 de 175MW. Em todas as figuras, os maiores investimentos estão relacionados aos cenários de vento mais favoráveis, ou seja, cenários 3, 6 e 10. Este aspecto mostra a eficiência da técnica proposta para identificar os corredores mais adequados para escoar a energia eólica.

Figura 11 - Gráfico do $\Delta\gamma_{1-5}$: LT-3.



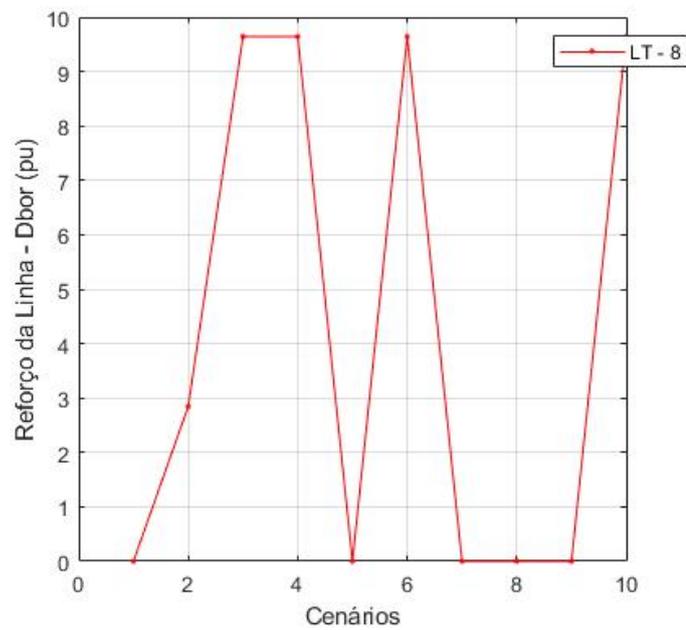
Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 12 - Gráfico do $\Delta\gamma_{2-6}$: LT-5.



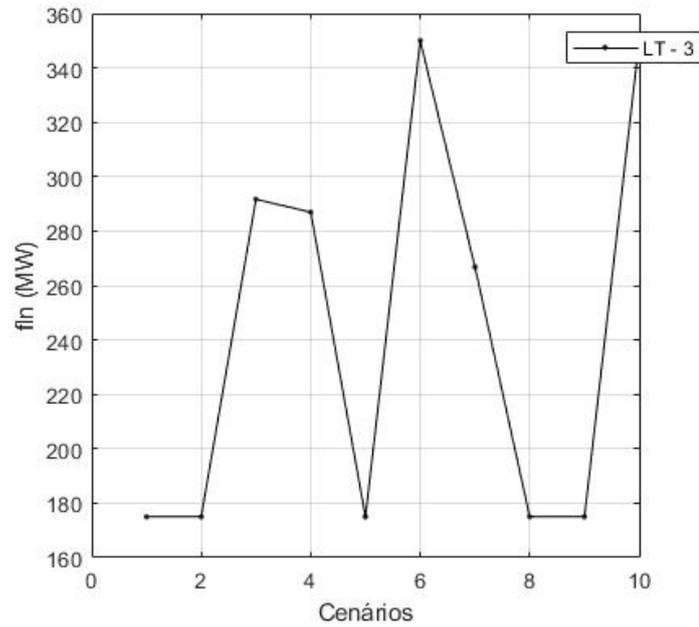
Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 13 - Gráfico do $\Delta\gamma_{4-9}$: LT-8.



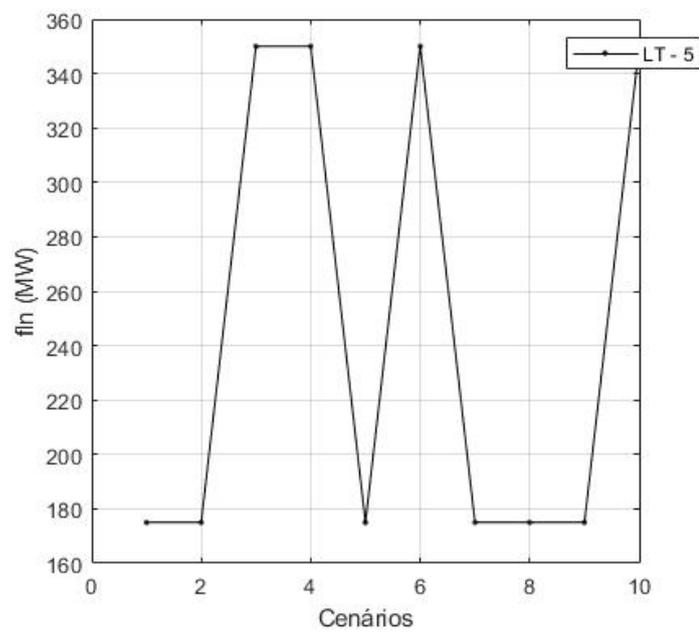
Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 14 - Gráfico da nova capacidade da LT-3.



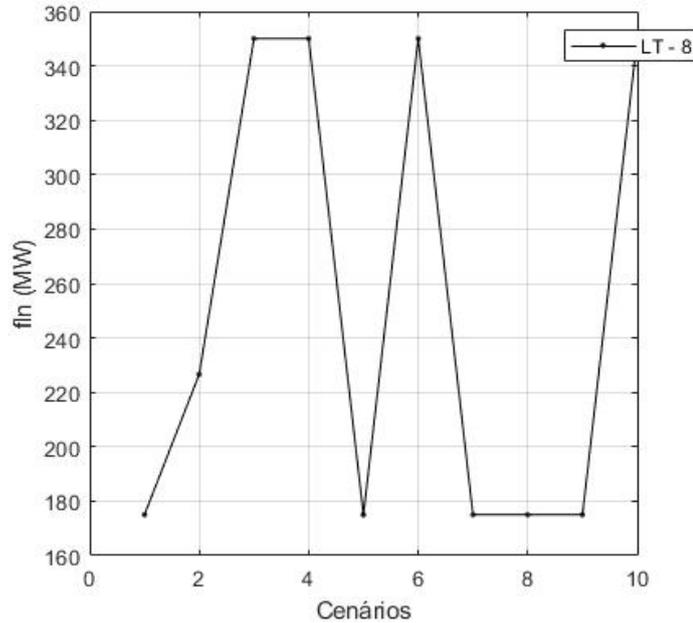
Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 15 - Gráfico da nova capacidade da LT-5.



Fonte: elaborado pelo autora.

Figura 16 - Gráfico da nova capacidade da LT-8.



Fonte: elaborado pelo autora.

4.1.3 Caso-3

Após identificar as linhas de transmissão que devem receber os reforços, outra simulação é realizada considerando o reforço máximo nas 3 LTs selecionadas. A Tabela 3 mostra os reforços adotados para as três LTs. Pode-se observar que cada linha foi reforçada para dobrar a capacidade. Em consequência, a reatância foi reduzida pela metade, em consonância com (3.4).

Tabela 3 – Reforços: Sistema IEEE 24 barras

LT	f_{lim} MW	f_{ln} MW	$x_{inicial}$ Ω	x_{final} Ω	$Custo$ K\$
$LT3_{1-5}$	175	350	8,450	4,225	22,00
$LT5_{2-6}$	175	350	19,200	9,600	50,00
$LT5_{4-9}$	175	350	10,370	5,185	27,00

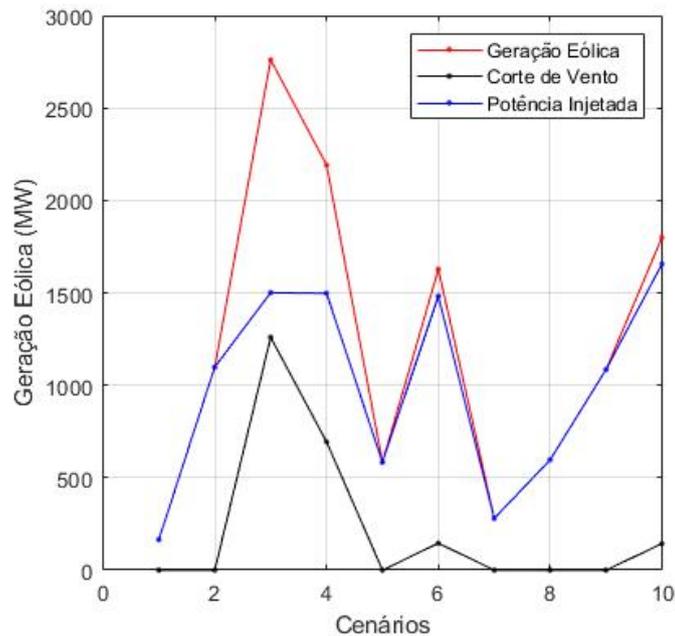
Fonte: elaborado pela autora.

A primeira coluna da Tabela 3 mostra as LTs selecionadas, na segunda coluna f_{lim} corresponde a capacidade inicial das LTs, a terceira coluna f_{ln} corresponde a nova capacidade das LTs, ou seja, houve aumento na capacidade de transferência de energia elétrica das 3 LTs. Já a quarta coluna $x_{inicial}$ corresponde ao valor da reatância inicial de cada LT e na quinta coluna x_{final} corresponde ao valor da reatância final de cada LT. A

quinta coluna apresenta os custos dos investimentos em cada LT. Portanto, é realizado o investimento de 100% da capacidade nas 3 LTs.

A Figura 17 mostra os resultados da geração eólica total após os reforços propostos. Pode-se observar a diminuição do corte de vento devido ao aumento da capacidade das LTs, que resultou em mais injeção de geração eólica na rede, principalmente nos cenários 5 ao 10, que tiveram quase toda a geração eólica despachada.

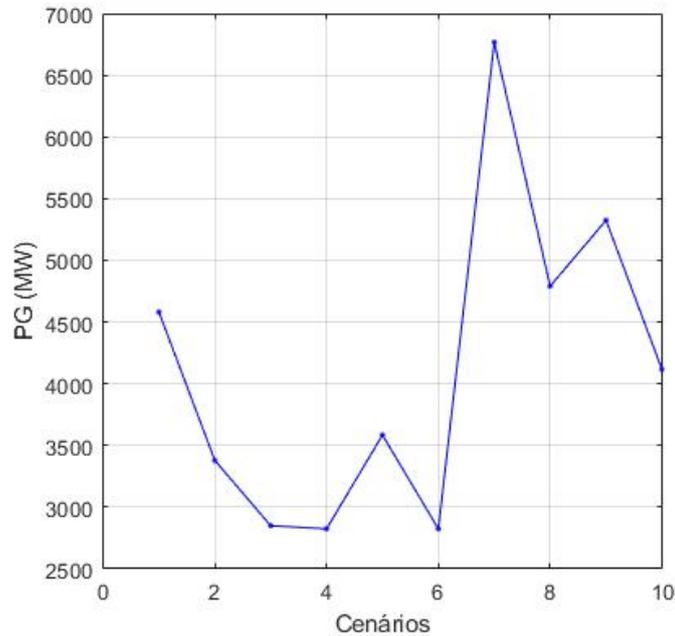
Figura 17 - Geração Eólica Total: Com reforços nas LTs.



Fonte: elaborado pelo autora.

A Figura 18 apresenta o despacho total de potência ativa de todos os geradores não eólicos considerando o reforço nas LTs. Vale ressaltar que não houve corte de carga para este caso com os reforços realizados. Comparando esta figura com o despacho total apresentado na Figura 8 é possível observar no cenário 3, que contempla o maior valor de geração eólica, que os despachos das gerações não eólicas tiveram uma redução. Na Figura 8 o despacho total da geração não eólica referente ao cenário 3, foi de 3.300MW e na Figura 18 o valor diminuiu para 2.850MW, tendo uma redução de 450MW que representa o aumento da geração eólica no sistema apresentado na Figura 17.

Figura 18 - Geração Não Eólica Total: Com reforços.



Fonte: elaborado pelo autora.

A Tabela 4 apresenta os valores da FOB, Corte de carga, corte de vento e investimento em reforços nas linhas selecionadas. Pode-se observar que o valor do custo médio operacional total teve uma redução substancial em comparação com o valor obtido sem o reforço. Ou seja, reduziu de 448.990,00 \$ para 306.900,00 \$, suficiente para realizar os investimentos nas linhas selecionadas. Embora o corte de vento tenha reduzido com os investimentos em LT, uma parcela remanescente de 207.900,00 \$ permanece. No entanto, trata-se de um valor muito menor que o caso sem reforço.

Tabela 4 – Parcela da FOB média com reforço

FOB total (\$)	Corte de carga (\$)	Corte de vento (\$)	Investimento de LTs (k\$)
306.900,00	0	207.900,00	99.000,00

Fonte: elaborado pela autora.

Em relação aos aspectos computacionais, destaca-se que as simulações foram realizadas com reduzido tempo computacional, cerca de 12 segundos, devido as simulações serem realizadas através de Programação Linear. Essa característica mostra que a metodologia proposta é promissora para aplicações em sistemas reais.

Deve-se destacar a possibilidade de inclusão na metodologia proposta dos investimentos em sistemas de armazenamento de energia em substituição parcial de reforços no sistema de transmissão.

4.1.4 DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 1:

Esta metodologia proposta para identificação dos melhores locais para aplicação dos reforços de linhas de transmissão considerado um sistema com alta penetração eólica com cenários de geração e de demanda mostrou-se adequada para uma aplicação onde ocorre limitações no orçamento para investimentos no sistema prática.

Uma equação relacionando o aumento da capacidade da linha de transmissão com a susceptância foi introduzida no problema para tornar mais realista o investimento.

Conforme esperado, a aplicação dos reforços nas LTs fez com que o sistema pudesse absorver mais energia eólica, diminuindo o valor do corte de vento consequentemente o valor do custo médio operacional total.

Os resultados obtidos com baixo tempo computacional mostram que a metodologia é promissora para aplicações em sistemas de grande porte.

4.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS - APLICAÇÃO 2

As simulações foram realizadas usando um processador Core i5 com 2,11 GHz. Os códigos foram implementados com o software MATLAB. Cada FPO é resolvido utilizando a “ToolBox” fmincon do MatLab©, que resolve problemas de otimização via técnicas de Programação Não-Linear (PNL).

A metodologia apresentada é aplicada ao sistema IEEE 118 barras [44]. Esse sistema consiste em 118 barras, 186 circuitos, uma demanda de 3668MW, 35 compensadores síncronos e 19 geradores com capacidade total de 4377,4MW.

As seguintes alterações e premissas são consideradas para as simulações:

- i. Três geradores eólicos foram adicionados ao sistema. Gerador Eólico 1 de 525MW, Gerador Eólico 2 de 350MW e Gerador Eólico 3 de 439MW, localizados nas barras 9, 33 e 35, respectivamente. A capacidade total da geração eólica representa cerca de 30% da geração não eólica deste sistema;
- ii. O custo do corte de vento PCW é igual a 60 \$/MW e o custo do corte de carga α é 100 \$/MW. Estes valores, definidos pelo usuário, foram adotados para incentivar os reforços e evitar os cortes de vento e carga;
- iii. São considerados 50 cenários de geração eólica e de demanda. Cada gerador eólico tem um fator de geração diferente. A demanda varia em torno de 10% do valor da demanda base. Os cenários podem ser vistos na Figura 19. Estes cenários foram obtidos a partir de dados históricos contendo 8760 amostras e utilizando-se a técnica de clusterização k-means [45; 47]. Deve-se destacar a alta variabilidade da geração eólica;

- iv. Considera-se que apenas uma LT de receberá o investimento do reforço de acordo com o orçamento disponível;
- v. Serão monitoradas as 10 LTs apresentadas na Tabela 5;
- vi. Os limites de tensão são considerados entre 0,9 e 1,10 pu;
- vii. Na Tabela 6 é apresentado a capacidade máxima PG_{max} adotada para os geradores não eólicos.

Tabela 5 – Dados das LTs Monitoradas.

Nº da Linha	De	Para	FLIM (MW)
7	8	9	640
8	8	5	370
11	5	11	90
31	23	25	150
37	8	30	240
44	15	33	120
46	35	36	170
47	35	37	110
48	33	37	100
49	34	36	140

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 6 – Dados Geradores Não Eólicos.

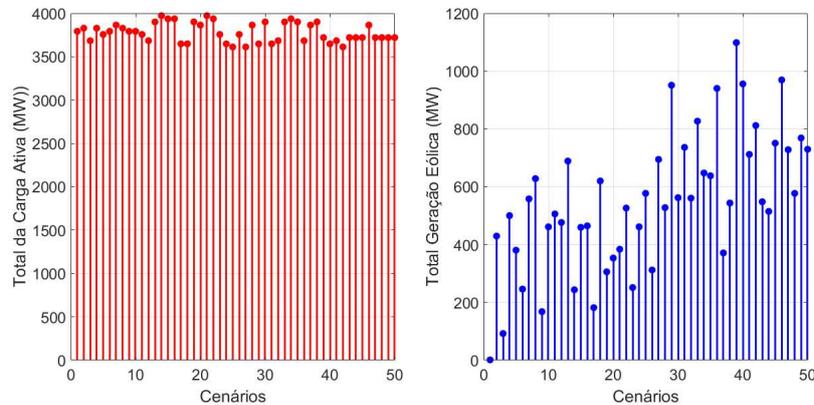
Nº	PG	Barra	PG_{max}
1	PG1	10	450
2	PG2	12	85
3	PG3	25	220
4	PG4	26	314
5	PG7	49	204
6	PG9	59	155
7	PG10	61	160
8	PG11	65	391
9	PG12	66	392
10	PG13	69	516,4
11	PG14	80	477
12	PG16	89	607
13	PG17	100	252

Fonte: elaborado pela autora.

- viii. Será considerado contingência N-1 nas unidades geradoras não eólicas. Para tanto, a capacidade do gerador em contingência (CTG) será reduzida em 35%. Seis geradores

são escolhidos para CTG: PG1, PG11, PG12, PG13, PG14 e PG16. Para cada CTG, os 50 cenários de geração eólica são avaliados.

Figura 19 - Total da Carga Ativa e Geração Eólica



Fonte: elaborado pelo autora.

A análise é conduzida para cada condição operativa, representada pelos Casos 1 a 4. Estas condições operativas estão relacionadas com contingências em geração e reforços nas linhas de transmissão. Diante destas condições adotadas, quatro casos serão avaliados:

- Caso 1: Sem contingencia de Geradores (S-CTG) e sem reforço em LT (S-RLT);
- Caso 2: Sem contingencia de Geradores (S-CTG) e com reforço em LT (C-RLT);
- Caso 3: Com contingencia de Geradores (C-CTG) e sem reforço em LT (S-RLT);
- Caso 4: Com contingencia de Geradores (C-CTG) e com reforço em LT (C-RLT).

Para os caso simulados, será possível identificar a maior variação de rampa ocorrida em cada gerador e a partir dos Multiplicadores de Lagrange (MLs), será possível identificar as LTs para realização de reforços. Após a identificação da LT e aplicando o reforço, o caso é reavaliado e comparado.

4.2.1 Caso 1: S-CTG e S-RLT

Os resultados desta simulação mostram que o sistema opera sem corte de carga para todos os cenários. No entanto, foram observados cortes de vento em alguns cenários de geração eólica. Na Tabela 7 é apresentado a quantidade de cortes de vento que ocorreu referente aos cenários de geração eólica, observa-se que dos 50 cenários 52 % teve a ocorrência do corte de vento. Já na Tabela 8 é apresentado o somatório do corte de vento e do corte de vento médio.

Tabela 7 – Sumário Corte de vento *PCW*

Quantidade	Probabilidade
26	52%

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 8 – Resultados do Corte de vento *PCW*

Barra	Somatório Corte de Vento (MW)	Corte de Vento Médio (MW)
9	0	0
33	1219,81	24,40
35	1022,70	20,45

Fonte: elaborado pela autora.

A Tabela 9 apresenta os valores do maior fluxo em cada LT monitorada. A quarta e quinta colunas da tabela mostram os resultados referentes aos Multiplicadores de Lagrange (MLs). Através dos MLs é possível identificar as LTs que devem receber reforço a fim de reduzir o valor da função objetivo, neste caso, reduzir o corte de vento. Considerando um orçamento para investimento em uma LT, a linha 15-33 deve receber o reforço.

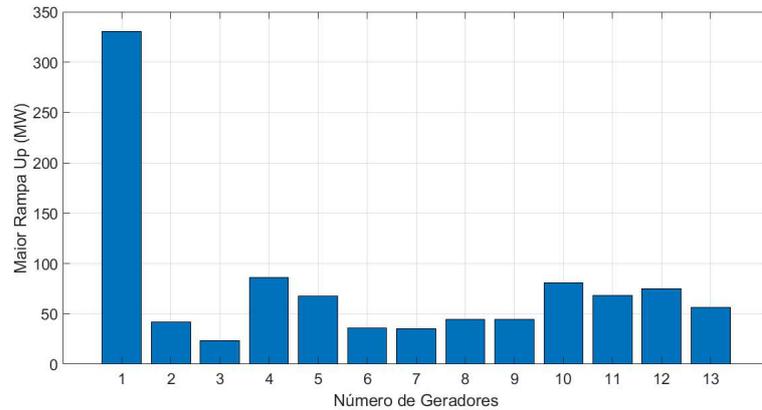
Tabela 9 – Maior Fluxo Ativo Observado.

De	Para	Maior Fluxo (MW)	Lagrange Máx	Lagrange Médio
8	9	620,84	0	0
8	5	370,00	- 6,37	-1,17
5	11	89,34	0	0
23	25	150,00	-27,86	-0,87
8	30	240,00	-5,52	-0,96
15	33	120,00	-103,32	-15,78
35	36	170	-54,83	- 14,16
35	37	110	-52,32	-14,00
33	37	100	-52,78	-12,81
34	36	139,15	0	0

Fonte: elaborado pela autora.

Outro resultado obtido com a simulação deste caso corresponde aos maiores valores de Rampa "Up" verificado para cada gerador do sistema. A Figura 20 mostra a maior rampa para cada gerador ocorrida durante algum cenário de geração eólica. Em outras palavras, para o sistema funcionar sem déficit de geração, os geradores não eólicos devem prover flexibilidade de operação correspondente à rampa observada na figura.

Figura 20 - Maior Rampa Up dos Geradores.



Fonte: elaborado pelo autora.

4.2.2 Caso 2: S-CTG e C-RLT

Após identificar, no Caso 1, que a LT 15-33 deve receber o reforço, esta simulação do Caso 2 considera a duplicação da linha. Na Tabela 10 é apresentado o sumário de corte de vento bastante reduzido quando comparado com o caso anterior, Tabela 7. Adicionalmente, pode-se observar uma redução substancial no corte de vento na barra 33 quando se compara os resultados das tabelas 11 e 8.

Tabela 10 – Sumário de Corte de vento *PCW*

Quantidade	Probabilidade
17	34%

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 11 – Resultados do Corte de vento *PCW*

Barra	Somatório Corte de Vento (MW)	Corte de Vento Médio (MW)
9	0	0
33	20,55	0,41
35	1022,70	20,45

Fonte: elaborado pela autora.

Na Tabela 12 são apresentados os valores do maior fluxo nas LTs e os seus respectivos MLs e MLs médio após a aplicação do reforço na LT 15-33. Observa-se que ainda permanecem no sistema algumas linhas operando com o fluxo no limite de capacidade. Ou seja, novos investimentos seriam necessários no sistema de transmissão sujeitos a previsão de orçamentos e leilões de LT.

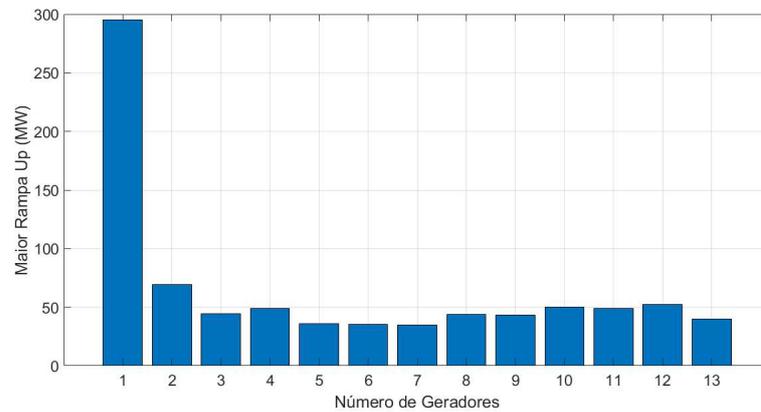
Tabela 12 – Maior Fluxo Ativo Observado.

De	Para	Maior Fluxo (MW)	Lagrange	Lagrange Médio
8	9	621,45	0	0
8	5	370,00	- 6,32	-1,11
5	11	89,40	0	0
23	25	150,00	-0,61	-0,13
8	30	240,00	-5,54	-0,92
15	33	240,00	-49,94	-2,91
35	36	170,00	-50,79	- 13,64
35	37	110,00	-52,32	-14,00
33	37	100,00	-54,26	-3,74
34	36	138,84	0	0

Fonte: elaborado pela autora.

Outro resultado obtido com a simulação é apresentado na Figura 21, onde pode ser observado os valores de Rampa Up dos geradores não eólicos necessários para garantir a flexibilização da geração. Comparando este resultados com o caso anterior, Figura 20, verifica-se que ocorreu uma redução de reserva dos geradores, mostrando a influência do sistema de transmissão na reserva de flexibilidades dos geradores não eólicos.

Figura 21 - Maior Rampa Up dos Geradores.



Fonte: elaborado pela autora.

4.2.3 Caso 3: C-CTG e S-RLT

Na Tabela 13 é apresentado a quantidade de corte de vento e a probabilidade de ocorrência para cada CTG no sistema. É possível notar que a CTG1 foi a que teve maior quantidade de corte de vento.

Tabela 13 – Sumário de Corte de vento *PCW* para cada CTG

CTG	Quantidade	Probabilidade
1	27	54%
2	26	52%
3	26	52%
4	26	52%
5	26	52%
6	26	52%

Fonte: elaborado pela autora.

Na Tabela 14 são apresentados os resultados correspondente ao somatório do corte de vento para cada CTG. A CTG que resultou no maior valor de corte de vento foi a CTG1 do gerador 1. A barra 33 de geração eólica apresentou as maiores somas de corte para todas as contingências.

Tabela 14 – Resultados do Corte de vento *PCW* para cada CTG

CTG	Barra 9 (MW)	Barra 33 (MW)	Barra 35 (MW)
CTG1	0	1278,08	1022,70
CTG2	0	1219,19	1022,70
CTG3	0	1217,88	1022,70
CTG4	0	1224,10	1022,70
CTG5	0	1223,10	1022,70
CTG6	0	1223,80	1022,70

Fonte: elaborado pela autora.

Nas tabelas 15 e 16 são apresentados os valores do maior fluxo ativo observado nas LTs para cada CTG e para cada cenário. Pode-se observar que quase toda a capacidade do sistema de transmissão foi utilizado para algum cenário e CTG.

Tabela 15 – Maior Fluxo Ativo das LTs Monitoradas para cada CTG.

De	Para	CTG1 (MW)	CTG2 (MW)	CTG3 (MW)
8	9	620,82	620,84	620,84
8	5	370,00	370,00	370,00
5	11	89,62	89,62	89,62
23	25	150,00	150,00	150,00
8	30	240,00	240,00	240,00
15	33	120,00	120,00	120,00
35	36	170,00	170,00	170,00
35	37	110,00	110,00	110,00
33	37	100,00	100,00	100,00
34	36	139,15	139,15	139,15

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 16 – Maior Fluxo Ativo das LTs Monitoradas para cada CTG.

De	Para	CTG4 (MW)	CTG5 (MW)	CTG6 (MW)
8	9	620,84	620,84	620,84
8	5	370,00	370,00	370,00
5	11	89,64	89,64	89,67
23	25	150,00	150,00	150,00
8	30	240,00	240,00	240,00
15	33	120,00	120,00	120,00
35	36	170,00	170,00	170,00
35	37	110,00	110,00	110,00
33	37	100,00	100,00	100,00
34	36	139,15	139,15	139,15

Fonte: elaborado pela autora.

Nas tabelas 17 e 18 são apresentados os valores dos MLs médio referente a cada LT para cada CTG. Essa informação é capaz de identificar quais LTs necessitam da aplicação do reforço, e é constatado que a LT da barra 15 para 33 é a mais indicada, devido ao seu valor médio de MLs ser maior que todas as outras LTs para todas as CTGs.

Tabela 17 – Valor dos MLs médio referente as LTs para cada CTG.

De	Para	CTG1	CTG2	CTG3
8	9	0	0	0
8	5	-0,29	-1,22	-1,22
5	11	0	0	0
23	25	-2,27	-0,99	-0,98
8	30	-0,20	-1,01	-1,01
15	33	-20,01	-15,67	- 15,62
35	36	-14,18	- 14,01	-14,18
35	37	14,01	14,25	- 14,06
33	37	-10,51	-12,96	-12,99
34	36	0	0	0

Fonte: elaborado pela autora.

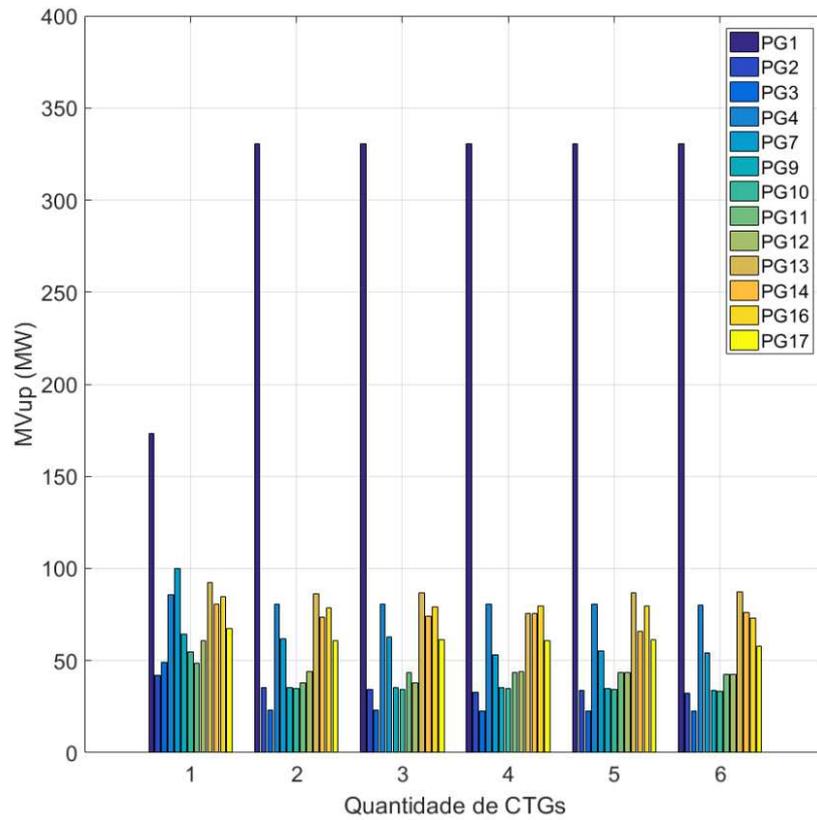
Tabela 18 – Valor dos MLs médio referente as LTs para cada CTG.

De	Para	CTG4	CTG5	CTG6
8	9	0	0	0
8	5	-1,26	-1,25	-1,27
5	11	0	0	0
23	25	-1,29	-1,20	-1,30
8	30	-1,03	-1,02	-1,04
15	33	-15,86	-15,81	- -15,85
35	36	14,20	14,10	-14,10
35	37	14,06	-14,17	-14,19
33	37	12,86	12,89	-12,88
34	36	0	0	0

Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 22 é apresentado os valores da maior rampa Up de cada gerador referente a cada CTG ocorrida no sistema. A maior rampa continua ocorrendo no gerador 1, tal como ocorreu no Caso 1 sem CTG.

Figura 22 - Maior Rampa Up para cada CTG. S-RLT



Fonte: elaborado pelo autora.

4.2.4 Caso 4: C-CTG e C-RLT

Após identificar, no Caso 3, que a LT 15-33 deve receber o reforço, esta simulação do Caso 4 considera a duplicação da linha. Na Tabela 19 é apresentado o sumário de corte de vento bastante reduzido quando comparado com o caso anterior, Tabela 13.

Na Tabela 19 é apresentado a quantidade de corte de vento e a probabilidade de ocorrer para cada CTG e com aplicação do reforço na LT selecionada. Comparando os resultados da Tabela 19 com a Tabela 13 verifica-se que a quantidade de corte de vento diminuiu consideravelmente, apresentando assim uma melhoria no sistema com o investimento na LT 15-33.

Tabela 19 – Sumário de Corte de vento PCW para cada CTG com reforço na LT

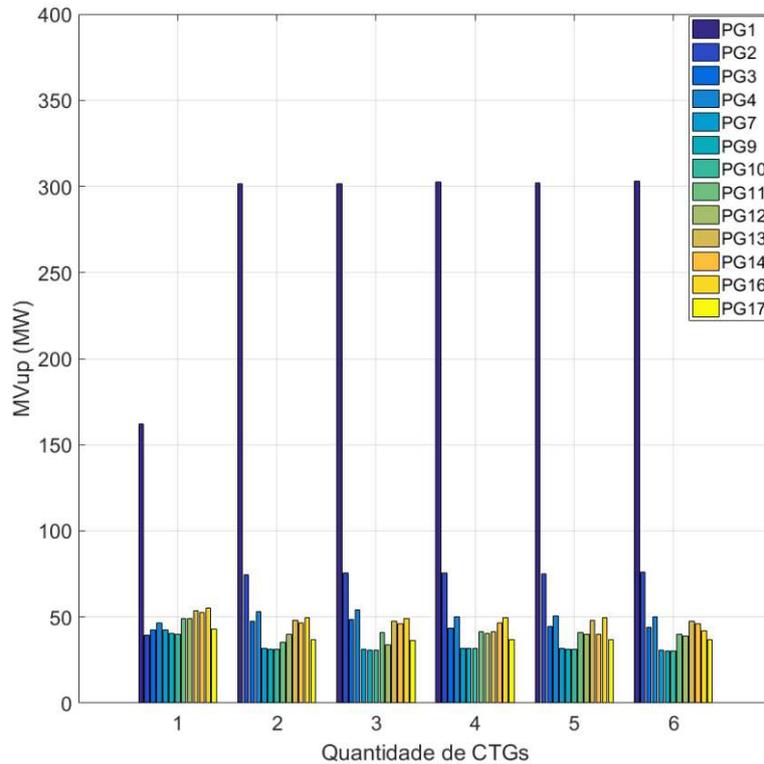
CTG	Quantidade	Probabilidade
1	17	34%
2	17	34%
3	17	34%
4	17	34%
5	17	34%
6	17	34%

Fonte: elaborado pela autora.

A soma do corte de vento para todas as contingências em todos os cenários foi de 0 MW para gerador eólico da barra 9, para o gerador da barra 33 foi de 20,55 MW e de 1022 MW para o gerador da barra 35. Comparando com o caso anterior, descrito na Tabela 10, observa-se uma redução no corte de vento do gerador da barra 33 onde ocorreu o investimento no sistema de transmissão.

Na Figura 23 é apresentado os valores da maior rampa Up de cada gerador referente a cada CTG ocorrida no sistema. Comparando esta figura com os resultados da Figura 22, correspondente ao caso sem investimento em LT, verifica-se que o investimento na linha 15-33 reduziu a necessidade de reservas nas unidades geradoras não eólicas em todos os casos de contingência.

Figura 23 - Maior Rampa Up para cada CTG: C-RLT



Fonte: elaborado pelo autora.

4.2.5 DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 2

Nesta aplicação, a metodologia proposta para avaliar o impacto da variabilidade da geração eólica no sistema elétrico de potência, com ênfase na avaliação da flexibilidade das gerações não eólicas, mostrou-se eficiente para os casos analisados. A partir dos resultados obtidos, alguns pontos podem ser enfatizados:

- A representação dos históricos de geração eólica através de técnicas de clusterização apresentaram resultados satisfatórios;
- A metodologia foi capaz de identificar a reserva de cada gerador para todos os casos simulados;
- O uso dos Multiplicadores de Lagrange (MLs) associados aos limites das linhas foi eficiente para identificar a Linha de Transmissão (LT) mais adequada para o reforço;
- O reforço realizado na LT identificada pelos MLs reduziu a necessidade de reserva de geração não eólica, para ambos os casos, com e sem contingência de geração;
- A contingência adotada de 35% para cada geração foi suficiente para causar impactos na reserva de geração necessária para operação sem corte de carga;

- As tensões nos barramentos foram mantidas dentro dos limites adotados em todos os casos simulados. Isto ocorreu devido ao monitoramento proporcionado pelas restrições de canalização utilizadas no fluxo de potência ótimo.

Em geral, os resultados obtidos mostraram que o problema de disponibilidade de geração está associado à variação da geração eólica bem como à capacidade do sistema de transmissão.

4.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS - APLICAÇÃO 3

As simulações foram realizadas usando um processador Core i5 com 2,11 GHz. Os códigos foram implementados com o *software* MATLAB. A solução do problema de otimização é realizada através da ToolBox de Programação Linear (PL).

A metodologia apresentada é aplicada ao sistema IEEE de 118 barras modificado [44]. Esse sistema consiste em 118 barras, 186 circuitos, uma demanda de 3668 MW, 35 compensadores síncronos e 19 geradores com capacidade total de 4377,4 MW.

As seguintes alterações e premissas são consideradas para as simulações:

- Três geradores eólicos foram adicionados ao sistema. Gerador Eólico 1 de 525MW, Gerador Eólico 2 de 350MW e Gerador Eólico 3 de 439MW, localizados nas barras 9, 33 e 35, respectivamente. A capacidade total da geração eólica representa cerca de 30% da geração não eólica deste sistema, tendo uma baterias de armazenamento de energia elétrica em cada barra coma mesma capacidade dos geradores eólicos;
- O custo do corte de vento PCW é igual a 60 \$/MW e o custo do corte de carga é 100 \$/MW. Estes valores, definidos pelo usuário, foram adotados para incentivar os reforços e evitar os cortes de vento e carga;
- Variação de vento e variação de carga são considerados para cada hora analisada. Sendo a demanda variando em torno de carga leve com fator de carregamento de 0,40 para o período das 01h às 08h, carga média para os períodos das 09h às 17h e 21h às 24h com fator de carregamento igual a 0,65 e carga pesada com fator de 1,0 para o período das 18h às 20h.
- Serão monitoradas as 10 LTS apresentadas na tabela 20.
- Considera-se que apenas uma LT receberá o investimento do reforço de acordo com o orçamento disponível.

Tabela 20 – Dados das LTs Monitoradas.

N ^o da Linha	De	Para	FLIM (MW)
7	8	9	640
8	8	5	370
11	5	11	90
31	23	25	150
37	8	30	240
44	15	33	120
46	35	36	170
47	35	37	110
48	33	37	100
49	34	36	140

Fonte: elaborado pela autora.

Diante destas condições adotadas, quatro casos serão avaliados referente a etapa 2:

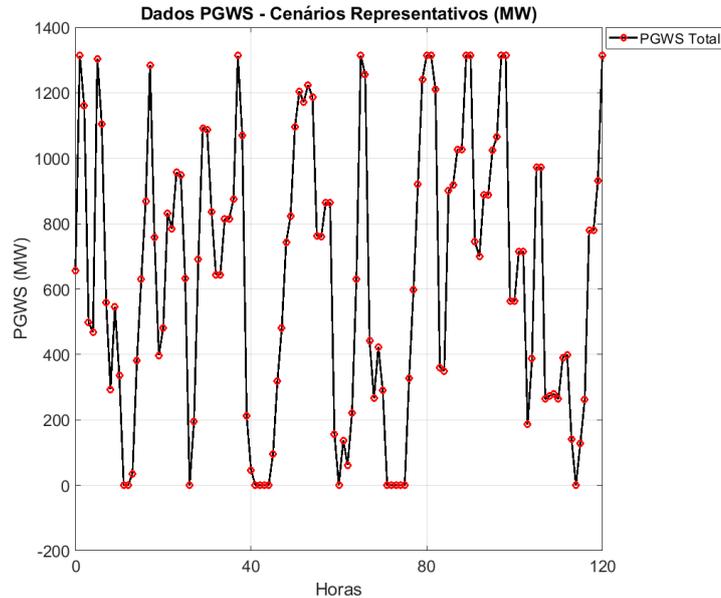
- Caso 1 | C1-SR-SB - Sistema sem reforço de LT e sem bateria;
- Caso 2 | C2-CR-SB - Sistema com reforço de LT e sem bateria;
- Caso 3 | C3-SR-CB - Sistema sem reforço de LT e com bateria;
- Caso 4 | C4-CR-CB - Sistema com reforço de LT e com bateria.

Para os casos simulados, será possível identificar os benefícios da aplicação da bateria ao sistema, e a partir dos Multiplicadores de Lagrange (MLs), será possível identificar as LTs para realização de reforços. Após a identificação da LT e aplicando o reforço, o caso é reavaliado e comparado.

Na primeira etapa é realizado a simulação para encontrar os Pontos Intermediários(PI) referente aos Cenários Representativos(CR). Na Figura 24 são apresentados os valores do somatório do *EGWS* para cada cenário representativo. Os valores são armazenados para realização da segunda etapa.

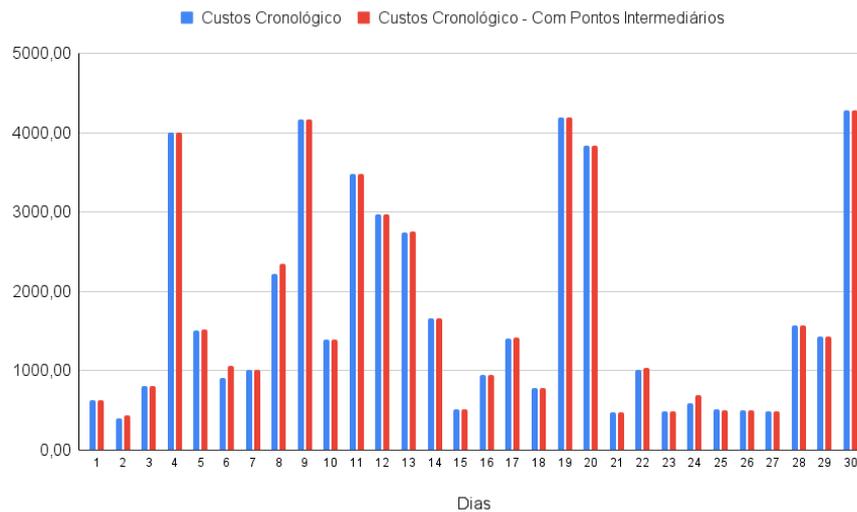
Já na figura 25 é apresentado os custos das simulações com os pontos cronológico, significa que é executado o dia com 24 horas, porém com apenas o ponto intermediário no começo e no final do dia. A simulação com custos cronológicos com pontos intermediários, é executada com pontos fixos na hora 17h, 20h, 24h, para modelar a carga do sistema. É possível verificar que entre as duas simulações não houve muita diferença nos custos para os 30 dias, sendo assim as simulações para o caso com bateria, serão realizadas, considerandos o carregamento encontrado em cada ponto intermediário.

Figura 24 - Dados dos cenários representativos (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 25 - Custos Cronológico x Custos Cronológico com Pontos Intermediários (MW).

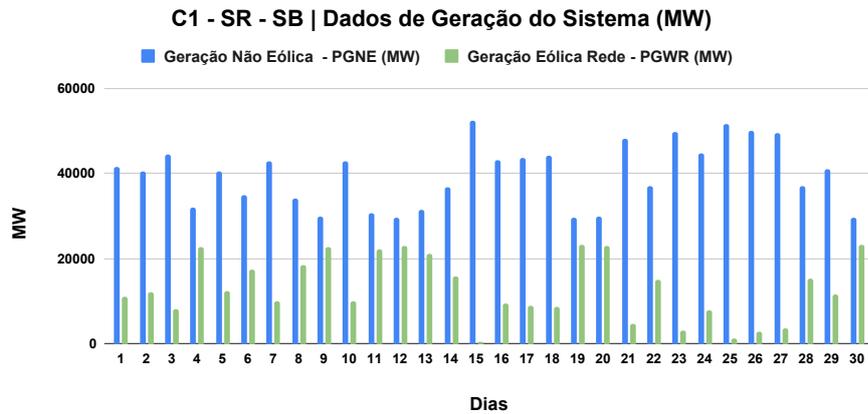


Fonte: elaborado pela autora.

4.3.1 Caso 1 | C1-SR-SB

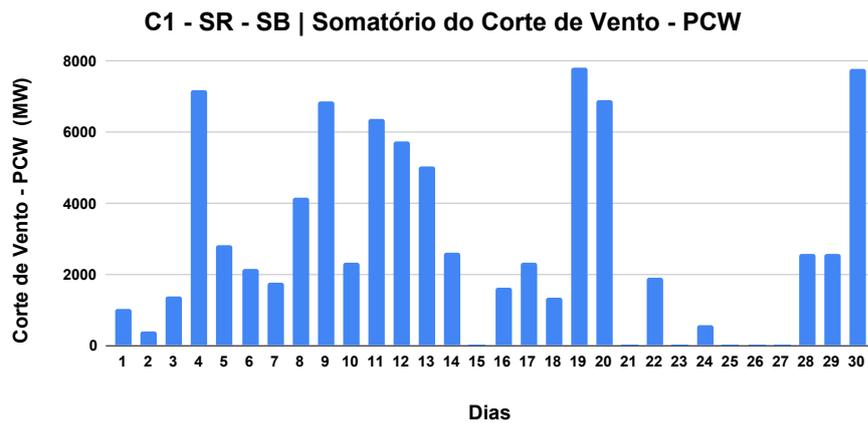
Os resultados desta simulação mostram que o sistema operou sem corte de carga, porém houve corte de vento em alguns cenários. Na Figura 26 é possível verificar os dados de geração do sistema, tanto a geração eólica quanto a geração não eólica para suprir a demanda do sistema. Na Figura 27 é apresentado o somatório do corte de vento que o sistema obteve para cada dia analisado, sem inserir as baterias ao sistema, observa-se um alto valor dos cortes.

Figura 26 - Dados de Geração do Sistema (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 27 - Somatório do corte de vento (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Na tabela 21 são apresentados os resultados dos maiores fluxos ativos obtidos pelas LTs monitoradas. Na quarta e quinta colunas da tabela mostram os resultados referentes aos Multiplicadores de Lagrandes (MLs). Através dos MLs é possível identificar as LTs que devem receber o reforço a fim de reduzir o valor da função objetivo, reduzindo o corte de vento. Considerando um orçamento para investimento em uma LT, a linha 35-37 deve receber o reforço.

Tabela 21 – Maior Fluxo Ativo Observado.

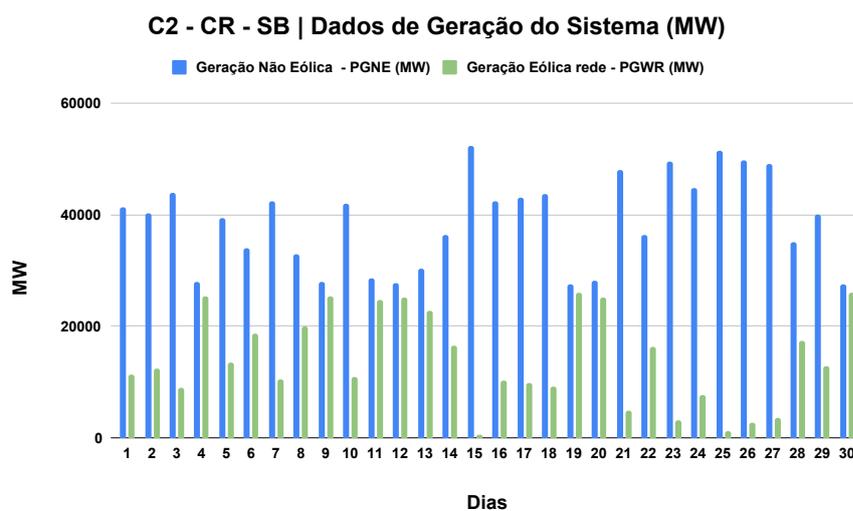
De	Para	Maior Fluxo (MW)	Lagrange Médio
8	9	616,877	0
8	5	368,995	0
5	11	89,747	0
23	25	150,00	0
8	30	240,000	-57,832
15	33	120,000	-14,301
35	36	169,000	0
35	37	110,000	-110,529
33	37	100,000	-71,106
34	36	139,080	0

Fonte: elaborado pela autora.

4.3.2 Caso 2 | C2-CR-SB

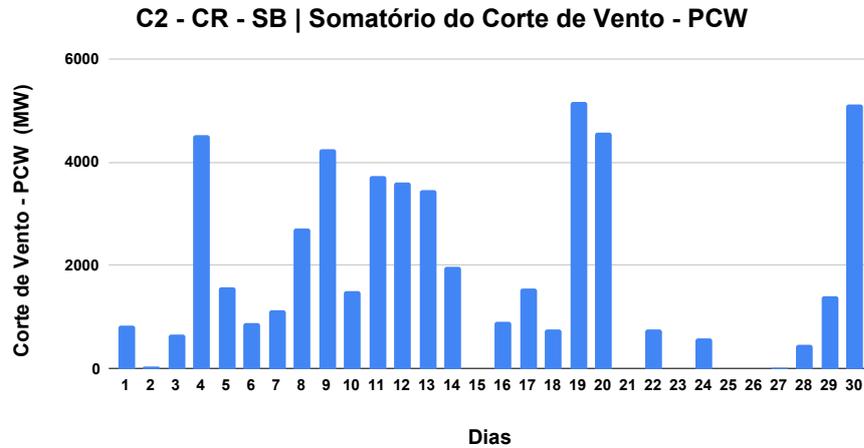
Após identificar, no Caso 1, que a LT 35-37 deve receber o reforço, esta simulação do Caso 2 considera a duplicação da linha. Na Figura 28 é apresentado os valores da geração eólica e geração não eólica do sistema. Pode-se observar uma redução em todos os dias, comparando com a Figura 26 o valor da geração não eólica e o aumento da geração eólica ao sistema. Na Figura 29 é apresentado o somatório do corte de vento, no qual houve uma diminuição após aplicação do reforço.

Figura 28 - Dados de Geração do Sistema com reforço e sem bateria (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 29 - Somatório do corte de vento com reforço e sem bateria (MW).

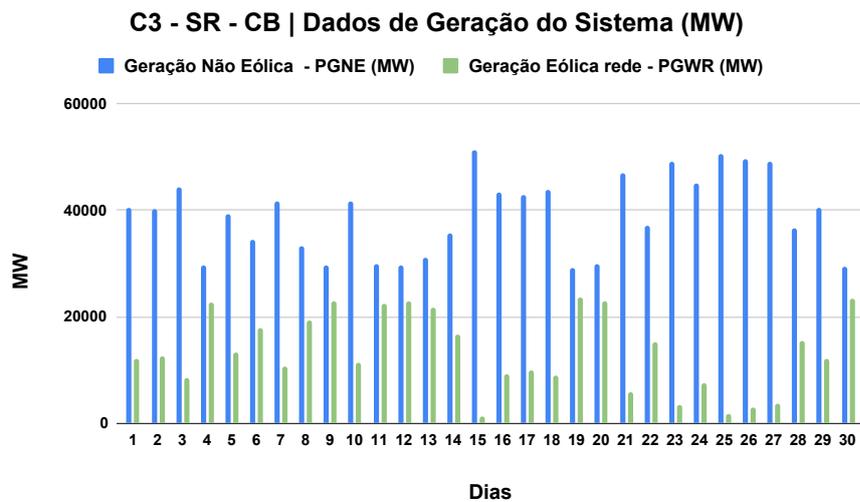


Fonte: elaborado pela autora.

4.3.3 Caso 3 | C3-SR-CB

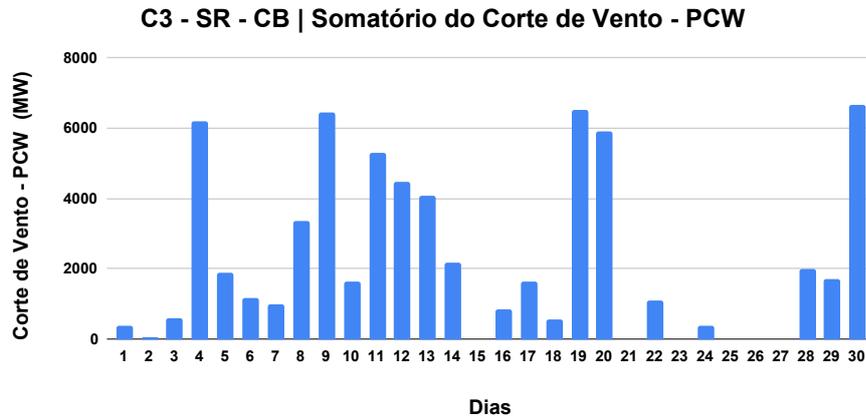
Nesta simulação é apresentado a inserção das baterias para o armazenamento da energia eólica, provocando uma melhoria e aumentando a inserção da geração eólica ao sistema. Na Figura 30 são apresentados os dados da geração não eólica e geração eólica com baterias. Em comparação com a Figura 26 ao inserir as baterias ao sistema, pode-se observar o aumento da geração eólica e a diminuição do corte de vento, no geral. A Figura 31 apresenta os valores do corte de vento para cada dia, com a inserção da bateria comparando com a Figura 27 houve uma perceptiva diminuição em todos os dias.

Figura 30 - Dados de Geração do Sistema sem reforço e com bateria (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

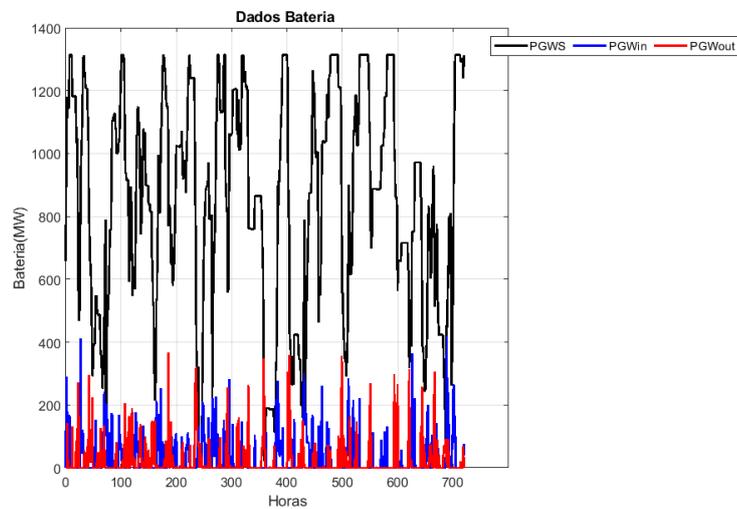
Figura 31 - Somatório do corte de vento sem reforço e com bateria (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 32 é apresentados os dados da bateria sendo o *EGWS* o que está armazenado na bateria, o *PGWout* o que sai da bateria para rede, e *PGWin* o que entra na bateria.

Figura 32 - Dados do armazenamento da bateria - sem reforço.



Fonte: elaborado pela autora.

Na Tabela 22 é apresentado os maiores fluxos e seus respectivos MLs médio. Observa-se que a LT 35-37 foi a LT que apresentou o maior ML, assim como no Caso 1, no qual será escolhida para aplicação do reforço juntamente com a inserção da bateria.

Tabela 22 – Maior Fluxo Ativo Observado.

De	Para	Maior Fluxo (MW)	Lagrange Médio
8	9	617,139	0
8	5	369,000	0
5	11	90,000	0
23	25	150,00	0
8	30	240,000	-57,83
15	33	120,00	-14,30
35	36	169,690	0
35	37	110,00	-110,53
33	37	100,000	-71,111
34	36	140,000	0

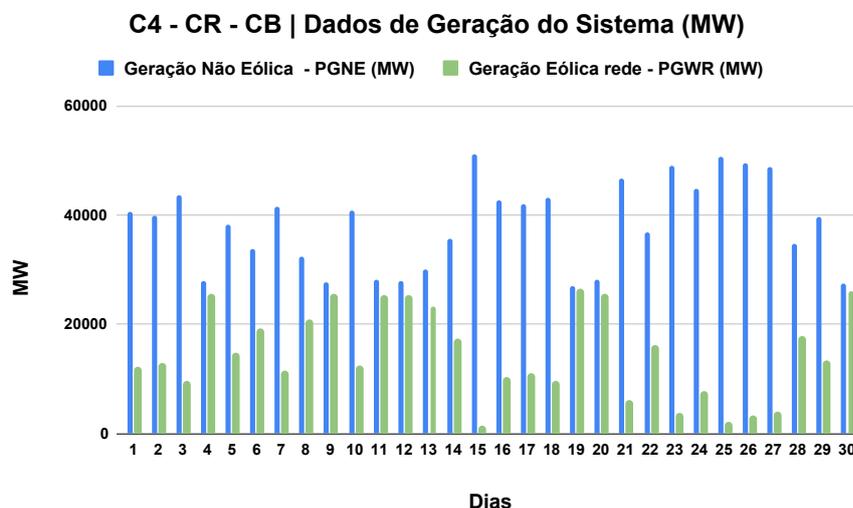
Fonte: elaborado pela autora.

4.3.4 Caso 4 | C4-CR-CB

Identificado no Caso 3, qua a LT 35-37 deve receber o reforço, esta simulação do Caso 4 considera a duplicação desta LT.

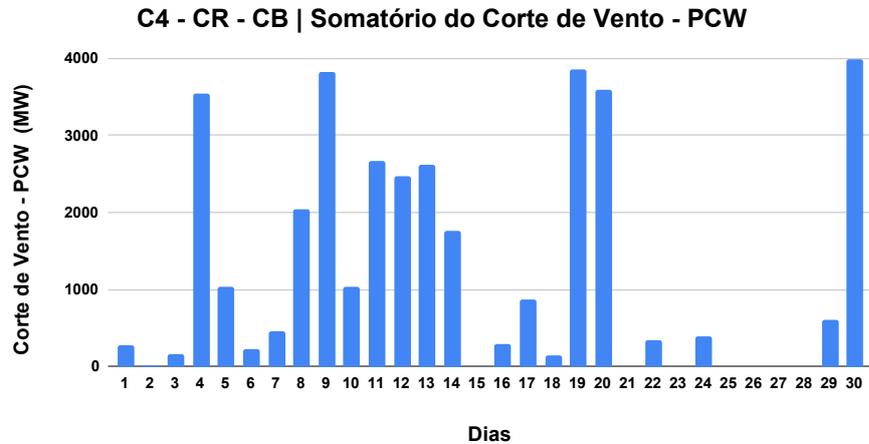
A Figura 33 apresenta os valores da geração não eólica e geração eólica com inserção da bateria e reforço de LT ao sistema. È possível identificar um aumento da contribuição da geração eólica ao sistema, fazendo com que o sistema possa aproveitar melhor os benefícios a energia eólica. Na Figura 34 são apresentados o somatório do corte de vento do sistema, e comparado com a Figura 26 é possível identificar uma redução significativa do corte de vento em cada dia, apresentando desta forma uma melhoria no sistema e no aproveitamento da geração eólica.

Figura 33 - Dados de Geração do Sistema com reforço e com bateria (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

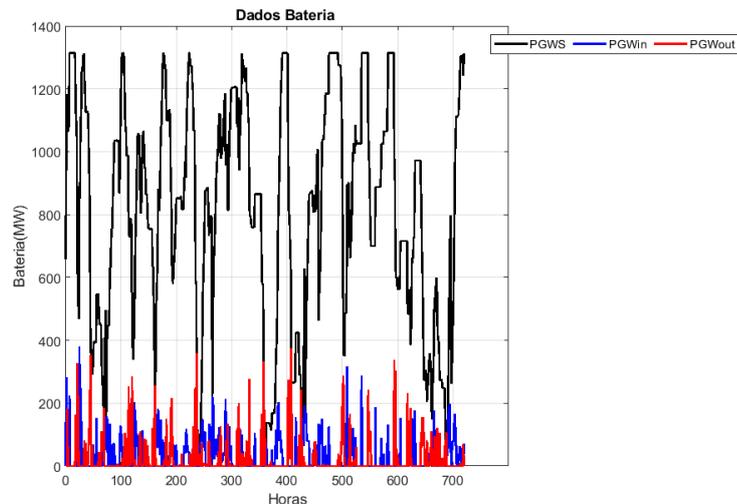
Figura 34 - Somatório do corte de vento com reforço e com bateria (MW).



Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 35 é apresentado os resultados para a bateria com reforço na LT.

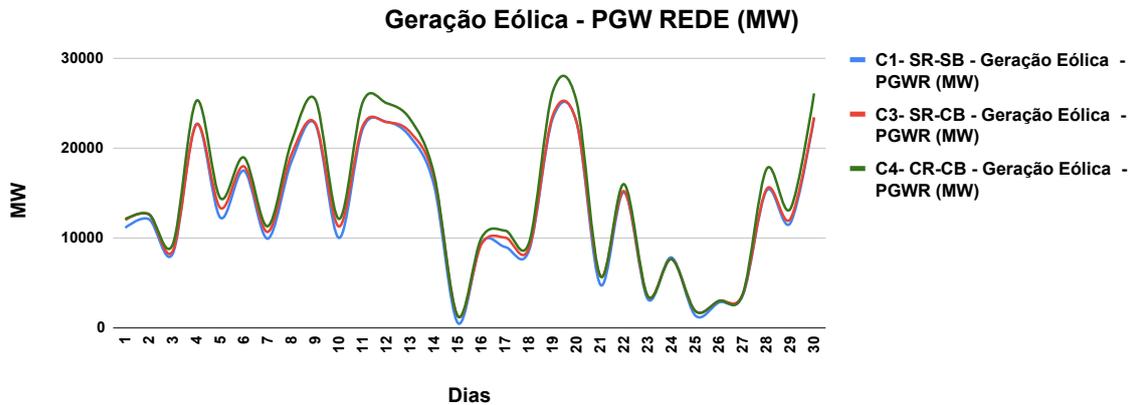
Figura 35 - Dados do armazenamento da bateria - com reforço.



Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 36 é apresentado os resultados referentes a geração eólica aplicado ao sistema para os Casos 1,3 e 4, com intuito de comparação, em relação a aplicação da bateria ao sistema e o reforço de LT. É possível identificar que ao inserir a bateria no sistema, Caso 3, houve um aproveitamento melhor do sistema, porém ao acrescentar a aplicação do reforço de LT e da bateria, no Caso 4, o aproveitamento foi bem maior. Deve-se destacar que para um resultado mais eficiente, existe a necessidade de ampliar o reforço em outras LTs bem como utilizar um número maior de baterias.

Figura 36 - Comparativo - Geração Eólica.



Fonte: elaborado pela autora.

4.3.5 DISCUSSÕES - APLICAÇÃO 3

Este trabalho apresentou uma metodologia para avaliar o impacto da inserção de armazenamento de energia elétrica através de baterias em um sistema com variabilidade de geração eólica, juntamente com aplicação de reforço de Linha de Transmissão. A partir dos resultados obtidos, alguns pontos podem ser enfatizados:

- Aplicação dos cenários representativos da primeira etapa fez com que a metodologia da aplicação da Programação Linear fosse aplicada para mais dias, e conseguiu ser executado com menor custo computacional.
- A aplicação dos cenários representativos da primeira etapa, fez com que ao inserir os pontos intermediários na segunda etapa o sistema pudesse trabalhar com pontos que modelassem o comportamento da carga em cada período escolhido.
- A inserção da bateria ao sistema fez com que aumentasse o aproveitamento da energia eólica, porém a interação da bateria juntamente com o aumento da capacidade de transmissão obteve um resultado muito melhor do que as duas ações trabalhando de formas separadas.
- O uso dos Multiplicadores de Lagrange (MLs) associados aos limites das linhas foram eficientes para identificar a Linha de Transmissão (LT) mais adequada para o reforço. No geral, os resultados obtidos mostraram que o problema da variabilidade da geração eólica pode ser melhor aproveitada com aplicação de baterias ao sistema, assim como aumento na capacidade do sistema de transmissão.

5 CONCLUSÕES FINAIS

Esta Dissertação apresentou três metodologias para resolver o problema de investimento ótimo em reforços no sistema de transmissão do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Para tanto, foi utilizado a aplicação de Programação Linear (PL) e Programação Não Linear (PNL). Neste caso, os Coeficientes de Lagrange foram utilizados para identificar os melhores locais para investimento. Esta técnica mostrou-se efetiva para os casos analisados.

O trabalho considerou uma alta penetração de geração eólica no SEP inserindo nos modelos incertezas devido a variabilidade de fontes renováveis e variação da carga. Para tanto, o método de clusterização K-means foi utilizado para gerar cenários de geração eólica e de potência ativa e reativa. Os resultados apresentados mostraram que esta técnica é adequada para redução do tamanho do sistema, permitindo uma análise em reduzido tempo computacional.

Adicionalmente, foi incluído nos modelos propostos a análise de contingência N-1 no sistema de geração e transmissão. Foi observado nos resultados que estas contingências exigem do sistema uma reserva girante maior bem como um maior investimento no sistema de transmissão a fim de aproveitar melhor a geração de energia eólica disponível.

Outro aspecto considerado na Dissertação está relacionado à utilização de armazenamento de energia elétrica por meio de baterias para reduzir os impactos de cortes de vento, ou seja, de potência eólica. Neste caso, a análise foi realizada em base horária. No entanto, devido ao número elevado de variáveis, foi proposto um agrupamento de carga nos horários de carga leve, média e pesada. Os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia mostrou que o modelo proposto é promissor, embora necessite de ajustes para aplicação em sistemas de maior porte.

Os sistemas do IEEE de 24 e 118 barras foram utilizados nas simulações das três metodologias propostas. Embora estes sejam sistemas testes, os resultados obtidos mostraram que os modelos propostos são promissores para aplicação em sistemas reais.

Essas conclusões destacam a importância da integração de diferentes soluções e abordagens para enfrentar os desafios complexos da transição para um sistema elétrico mais sustentável e resiliente.

6 SUGESTÕES PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Baseado na experiência adquirida neste trabalho, alguns pontos podem ser investigados:

- Na aplicação 1, onde foi utilizado a Programação Linear (PL), pode-se desenvolver a técnica para uso da Programação não Linear (PNL). Neste caso, não linearidades como custo de geração, perdas etc tornariam os resultados mais realistas;
- Na aplicação 2, deve-se realizar as análises considerando o histórico cronológico da geração eólica a fim de obter um resultado mais realista. Adicionalmente, deve-se desenvolver uma métrica para valorar o serviço de flexibilidade das unidades não eólicas devido a variabilidade do vento;
- Quanto a aplicação 3, deve-se destacar a aplicação do método proposto a sistemas com maior número de baterias a fim de validar a proposta quando ocorre acoplamento entre os sistemas.
- De um modo geral, pode ser sugerido a consideração de um histórico cronológico da geração eólica e desenvolver métricas para avaliar a flexibilidade das unidades não eólicas, aprimorando ainda mais a capacidade de adaptação e otimização do sistema em face da crescente penetração de energias renováveis.

REFERÊNCIAS

- 1 ALBADI, Mohammed H.; EL-SAADANY, E. F. Overview of wind power intermittency impacts on power systems. *Electric power systems research*, v. 80, n. 6, p. 627-632, 2010.
- 2 ARORA, Krishan et al. Impact of renewable energy sources into multi area multi-source load frequency control of interrelated power system. *Mathematics*, v. 9, n. 2, p. 186, 2021.
- 3 GWEC. (2023). *Global Wind Report 2023*. Global Wind Energy Council.
- 4 ROSAS, Gracita Batista et al. An Expeditious Methodology to Assess the Effects of Intermittent Generation on Power Systems. *Energies*, v. 12, n. 6, p. 1135, 2019.
- 5 BILLINTON, Roy; WANGDEE, Wijarn. Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms. *IEEE transactions on power systems*, v. 22, n. 1, p. 34-41, 2007.
- 6 DE OLIVEIRA, E. J.; LIMA, JW Marangon; PEREIRA, J. L. R. Flexible AC transmission system devices: allocation and transmission pricing. *International Journal of Electrical Power E Energy Systems*, v. 21, n. 2, p. 111-118, 1999.
- 7 BINDAL, Ranjit Kumar. A review of benefits of FACTS devices in power system. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, v. 3, n. 4, p. 105-108, 2014.
- 8 RÉGIS JR, Oswaldo et al. A Utilização de Condutores de Liga de Al Termo-resistente na Repotencialização de LT de Transmissão e Sub-transmissão. XV SPTEE Seminário nacional de produção e transmissão de Energia Elétrica, 1999.
- 9 ACOSTA, Jhair S.; TAVARES, Maria C. Methodology for optimizing the capacity and costs of overhead transmission lines by modifying their bundle geometry. *Electric Power Systems Research*, v. 163, p. 668-677, 2018.
- 10 ZHANG, Jianglin et al. Spinning reserve capacity optimization of a power system when considering wind speed correlation. *Applied System Innovation*, v. 1, n. 3, p. 21, 2018.
- 11 LI, Zhiyong; LIU, Chunxiao. Research on calculation of spinning reserve capacity of wind power system considering multiple uncertainties. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2021. p. 032056.
- 12 PEREIRA, M. A.; MANSO, L. A.; SALES, Warley S. Definição dos Níveis de Reserva Girante em Sistemas de Geração com Elevada Participação de Fontes Renováveis Intermitentes. In: *XII Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission (CLAGTEE 2017)*. 2017.
- 13 PARTOVI, Farzad; MOZAFARI, Babak; RANJBAR, Mona. An approach for daily assessment of active power reserve capacity and spinning reserve allocation in a power system. In: *2010 International Conference on Power System Technology*. IEEE, 2010. p. 1-8.

- 14 DUI, Xiaowei; ZHU, Guiping; YAO, Liangzhong. Two-stage optimization of battery energy storage capacity to decrease wind power curtailment in grid-connected wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 3, p. 3296-3305, 2017.
- 15 WANG, Siyuan; GENG, Guangchao; JIANG, Quanyuan. Robust co-planning of energy storage and transmission line with mixed integer recourse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 6, p. 4728-4738, 2019.
- 16 ZHANG, Xuan; CONEJO, Antonio J. Coordinated investment in transmission and storage systems representing long-and short-term uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 6, p. 7143-7151, 2018.
- 17 JORGENSON, Jennie; DENHOLM, Paul; MAI, Trieu. Analyzing storage for wind integration in a transmission-constrained power system. *Applied Energy*, v. 228, p. 122-129, 2018.
- 18 ONS. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - MARÇO 2024/ DEZEMBRO 2028. Operador Nacional do Sistema, 2024.
- 19 REDDY, S. Surender et al. Energy and spinning reserve scheduling for a wind-thermal power system using CMA-ES with mean learning technique. *International Journal of Electrical Power e Energy Systems*, v. 53, p. 113-122, 2013.
- 20 ONS. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA,2024.
- 21 ONS. GERAÇÃO DE ENERGIA,2024.
- 22 BRAZ, Carlos Alberto; RODRIGUES, Reinaldo Luan; SIQUEIRA, Hugo Valadares. Geração de energia elétrica por meio de fontes de energias renováveis: uma revisão sistemática da literatura sobre energia eólica. *Revista Gestão Industrial*, v. 13, n. 1, 2017.
- 23 FLÁVIO, Silvan Antônio. Planejamento da expansão de Sistemas de Transmissão com elevada participação de Fontes Renováveis. 2015.
- 24 LI, Canbing et al. Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: a specific example in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 1067-1079, 2015.
- 25 YANG, Renata Lautert et al. Gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica: desafios para redução do corte de geração de energia das fontes renováveis. *revista brasileira de*, v. 26, n. 1, p. 45, 2020.
- 26 JACOBSEN, Henrik Klinge; SCHRÖDER, Sascha Thorsten. Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. *Energy Policy*, v. 49, p. 663-675, 2012.
- 27 ELA, Erik et al. Evolution of wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation. 2014.
- 28 HUNT, Julian David et al. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 129, p. 109914, 2020.

- 29 HUERTAS-HERNANDO, Daniel et al. Hydropower flexibility for power systems with variable renewable energy sources: An IEA Task 25 collaboration. *Advances in Energy Systems: The Large-scale Renewable Energy Integration Challenge*, p. 385-405, 2019.
- 30 KUNDUR, Prabha et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1387-1401, 2004.
- 31 KIRSCHEN, Daniel S. Power system security. *Power Engineering Journal*, v. 16, n. 5, p. 241-248, 2002.
- 32 BRUN, Klaus; ALLISON, Timothy C.; DENNIS, Richard (Ed.). *Thermal, mechanical, and hybrid chemical energy storage systems*. Academic Press, 2020.
- 33 REBOURS, Yann. *A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services*. The University of Manchester (United Kingdom), 2008.
- 34 SONG, Z.; GOEL, L.; WANG, P. Optimal spinning reserve allocation in deregulated power systems. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 4, p. 483-488, 2005.
- 35 SHEIBANI, Mohammad Reza et al. Energy storage system expansion planning in power systems: a review. *IET Renewable Power Generation*, v. 12, n. 11, p. 1203-1221, 2018.
- 36 MILLS, A.; WISER, R.; PORTER, K. *The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies*. LBNL-1417E. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. 2009.
- 37 MADLENER, Reinhard; LATZ, Jochen. Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power. *Applied Energy*, v. 101, p. 299-309, 2013.
- 38 DE SISTERNES, Fernando J.; JENKINS, Jesse D.; BOTTERUD, Audun. The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, v. 175, p. 368-379, 2016.
- 39 HASAN, Nor Shahida et al. Review of storage schemes for wind energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 21, p. 237-247, 2013.
- 40 PINTO, Roberto J.; BORGES, CarmenL T.; MACEIRA, Maria EP. An efficient parallel algorithm for large scale hydrothermal system operation planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, p. 4888-4896, 2013.
- 41 SUCH, Matthew Clayton; HILL, Cody. Battery energy storage and wind energy integrated into the Smart Grid. In: *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. IEEE, 2012. p. 1-4.
- 42 LIN, Jeremy; MAGNAGO, Fernando; ALEMANY, Juan Manuel. Optimization methods applied to power systems: current practices and challenges. *Classical and recent aspects of power system optimization*, p. 1-18, 2018.
- 43 BAZARAA, Mokhtar S.; SHERALI, Hanif D.; SHETTY, Chitharanjan M. *Nonlinear programming: theory and algorithms*. John Wiley E sons, 2013.

- 44 da Costa, M. R. *Aplicação de Técnicas de Otimização em Sistemas de Potência com Geração de Energia Intermitente*, 2024. Online: <https://drive.google.com/open?id=1waFZ5PMDUb70bvbZBV8Q2zv1NMT-4O6p&usp=drive_fs>
- 45 JAIN, Anil K. Data clustering: 50 years beyond K-means. *Pattern recognition letters*, v. 31, n. 8, p. 651-666, 2010.
- 46 SUBCOMMITTEE, Probability Methods. IEEE reliability test system. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, n. 6, p. 2047-2054, 1979.
- 47 MACQUEEN, James et al. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In: *Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability*. 1967. p. 281-297.
- 48 MERRICK, James H. On representation of temporal variability in electricity capacity planning models. *Energy Economics*, v. 59, p. 261-274, 2016.