

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

TAYNÁ FERREIRA SANTOS

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA CONTROLE DE TENSÃO EM TEMPO REAL

NITERÓI

2020

TAYNÁ FERREIRA SANTOS

**OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO PARA CONTROLE DE TENSÃO EM TEMPO
REAL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr. Vitor Hugo Ferreira

Niterói, RJ

2020

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

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S237o Santos, Tayná Ferreira
Otimização Multiobjetivo para Controle de Tensão em Tempo
Real / Tayná Ferreira Santos ; Vitor Hugo Ferreira,
orientador. Niterói, 2020.
95 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2020.m.15135775730>

1. Controle de tensão. 2. Operação em tempo real. 3.
MOPSO Otimização Multiobjetivo por Enxame de Partículas. 4.
Produção intelectual. I. Ferreira, Vitor Hugo, orientador.
II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.
III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Sandra Lopes Coelho - CRB7/3389

TAYNÁ FERREIRA SANTOS

**OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA CONTROLE DE TENSÃO EM TEMPO
REAL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vitor Hugo Ferreira – Orientador
Universidade Federal Fluminense – UFF

Prof. Dr. Júlio Cesar Stacchini de Souza – Membro Convidado
Universidade Federal Fluminense – UFF

Prof. Dr. Renan Silva Maciel – Membro Convidado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez – Membro Convidado
Universidade Federal do Maranhão – UFMA

Dr. Arthur do Carmo Mouco – Membro Convidado
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Niterói

2020

*A Deus, por toda coragem concedida para
continuar buscando e aprendendo.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre proteger e iluminar meu caminho.

A minha família, em especial a minha avó Alice, por me apoiar em todos os momentos.

Ao meu orientador Vitor Hugo Ferreira, pelo apoio, incentivo e paciência.

Ao ONS, que contribuiu para meu desenvolvimento profissional e pessoal.

À equipe maravilhosa da gerência de Análise da Operação do ONS, em especial à Clarissa e ao Tallis, que me incentivaram e torceram para meu crescimento pessoal e profissional.

À Khristian Sequeira, minha psicóloga, que está nessa jornada comigo me ajudando a ser uma pessoa melhor.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigada.

“Não há estudo científico mais vital para o ser humano do que o estudo do seu próprio cérebro. Toda a nossa visão a respeito do universo depende disso.”

Francis Crick

RESUMO

Este trabalho apresenta uma estratégia baseada em otimização multiobjetivo para controle de tensão em tempo real. A metodologia pode ser aplicada em distintas topologias de redes, como redes de transmissão e redes de distribuição ativas. A metodologia desenvolvida possibilita ao operador a tomada de decisão de forma rápida e eficaz, conciliando dois objetivos conflitantes. O primeiro, buscando que os barramentos da rede apresentem o menor nível de violação de tensão e o segundo, buscando alterar o mínimo possível a configuração dos equipamentos (controles) da rede, garantindo, sobretudo, a segurança do sistema. A proposta adotada no caso das redes de distribuição ativas possui a característica de ter o mínimo ajuste das unidades de geração distribuída em um cenário no qual estes equipamentos poderiam ser controlados de forma centralizada. Assim, o algoritmo elaborado define a configuração dos equipamentos da rede utilizados para controle de tensão, tais como transformadores de potência, bancos de capacitores, unidades geradoras e sistemas fotovoltaicos. A técnica aplicada para a resolução do problema proposto é a otimização multiobjetivo por enxame de partículas, conhecido como MOPSO. O MOPSO desenvolvido no presente trabalho atua de forma automática, necessitando que poucos parâmetros relacionados com esforço computacional sejam definidos pelo operador ou planejador do sistema.

Palavras-Chave: Controle de tensão. Operação em tempo real. MOPSO – Otimização Multiobjetivo por Enxame de Partículas.

ABSTRACT

This work presents a strategy based on multiobjective optimization for voltage control in real time. The methodology can be applied in different network topologies, such as transmission networks and microgrids. The developed methodology allows the operator to make a decision quickly and effectively, reconciling two conflicting objectives. The first, seeking to ensure that the busbars of the network have the lowest level of voltage violation and the second, seeking to change the configuration of the network equipment (controls) as little as possible, ensuring, above all, the security of the system. The proposal adopted in the case of microgrids has the characteristic of having the minimum adjustment of distributed generation units in a scenario where these equipments could be centrally controlled. Thus, the developed algorithm defines the configuration of the network equipment used for voltage control, such as power transformers, capacitor banks, electric power generating units and photovoltaic systems. The technique applied to solve the proposed problem is multiobjective particle swarm optimization, known as MOPSO. The MOPSO developed in the present work acts automatically, requiring few parameters related to computational effort to be defined by the system operator or planner.

Keywords: Voltage control, real time operation and MOPSO – Multi-Objective Particle Swarm Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Configuração do SIN – Sistema de Transmissão, no horizonte de 2024.	6
Figura 2 – Operadores e áreas de atuação no sistema elétrico alemão.	15
Figura 3 – Operadores e áreas de atuação no sistema elétrico de Illinois.	16
Figura 4 – Frente de Pareto.	26
Figura 5 – Exemplo do movimento da partícula.	30
Figura 6 – Pseudocódigo do PSO.	30
Figura 7 – Pseudocódigo do MOPSO.	31
Figura 8 – Método WSum.	33
Figura 9 – Método NWSum.	33
Figura 10 – Método Sigma.	34
Figura 11 – Representação do indicador GD.	35
Figura 12 – Representação do indicador IGD.	36
Figura 13 – Frente de Pareto do problema UF01.	39
Figura 14 – Comparação do MOPSO desenvolvido, em amarelo, com outros métodos encontrados na literatura.	40
Figura 15 – Fluxograma do MOPSO proposto.	45
Figura 16 – Convergência das Frentes de Pareto.	45
Figura 17 – Localização das barras monitoradas e GDs.	47
Figura 18 – Fronteira de Pareto do problema proposto na operação normal a partir do MOPSO com 20 iterações.	49
Figura 19 – Fronteira de Pareto do problema proposto na operação de carga leve a partir do MOPSO com 20 iterações.	49
Figura 20 – Rede PEGASE com 2869 barramentos.	52
Figura 21 – Nível de violação de tensão nos barramentos da rede PEGASE 2869.	53
Figura 22 – Análise de convergência do método.	54
Figura 23 – Frentes de Pareto formadas para cada análise de convergência do método.	54
Figura 24 – Frente de Pareto gerada após definição de análise com 30 iterações.	54
Figura 25 – Frente de Pareto com a normalização aplicada ao eixo de ajuste dos controles. ...	55
Figura 26 – Comparação do nível de tensão nos barramentos da rede, para o cenário 1.	56
Figura 27 – Comparação do nível de tensão nos barramentos da rede, para o cenário 2.	57
Figura 28 – Comparação dos resultados obtidos nos cenários 1 e 2.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Extensão das Linhas de Transmissão do SIN – km.....	6
Tabela 2 – Tensões entre fases admissíveis a 60 Hz.....	7
Tabela 3 – Faixas de tensão da rede de operação da área de 440/230 kV de São Paulo.....	10
Tabela 4 – Faixas horárias.....	10
Tabela 5 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo.....	11
Tabela 6 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo (continuação).....	12
Tabela 7 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo (continuação).....	13
Tabela 8 – Limites de tensão adotados pela PJM.....	17
Tabela 9 – Faixa de classificação de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.....	21
Tabela 10 – Faixa de classificação de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220).....	21
Tabela 11 – Faixa de classificação de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).....	21

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FO	Função objetivo
GD	Geração distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MOPSO	Multiobjective particle swarm optimization
OLTC	On load tap changing
PRODIST	Procedimentos da distribuição
PSO	Particle swarm optimization
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SSC	Sistema de supervisão e controle
REGER	Rede de Gerenciamento de Energia
CAG	Controle automático de geração
ADTP	Atendimento ao limite de desempenho da tensão em regime permanente
TSO	Transmission System Operator
RTO	Regional Transmission Organizations
ISO	Independent System Operators
DSO	Distribution System Operators
HVDC	High Voltage Direct Current

LISTA DE SÍMBOLOS

x^i	Posição da partícula i
v^i	Velocidade da partícula i
p^i ou P_{best}	Melhor posição individual da partícula i
p^g ou G_{best}	Melhor posição global de todas posições individuais das partículas
w	Constante de inércia
c_1	Peso do comportamento cognitivo da partícula
c_2	Peso do comportamento social da partícula
r_1 e r_2	Números aleatórios entre 0 e 1
σ	Sigma
$D_{Euclidiana}$	Distância euclidiana

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	OBJETIVOS	2
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2	ASPECTOS DO CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE TRANSMISSÃO.....	5
2.1	OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO NO BRASIL	5
2.2	CONTROLE DE TENSÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL.....	7
2.3	OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM OUTROS PAÍSES	15
3	ASPECTOS DO CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS	18
3.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO	20
3.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	21
3.2.1	RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012.....	22
3.3	TÉCNICAS APLICADAS NO CONTROLE DE TENSÃO EM TEMPO REAL ...	23
4	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	25
4.1	PSO – PARTICLE SWARM OPTIMIZATION	27
4.1.1	O ALGORITMO PSO	27
4.2	MOPSO – MULTIOBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION.....	31
4.2.1	MÉTODO DE ESCOLHA DO LÍDER.....	32
4.2.2	COEFICIENTES DE DESEMPENHO	35
5	METODOLOGIA PROPOSTA	37
5.1.1	DESENVOLVIMENTO DO MOPSO	41
5.1.2	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO MOPSO	43
6	SIMULAÇÕES E RESULTADOS – CASO REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS	46
6.1.1	REDE TESTE DE 123 BARRAS DO IEEE	46
6.1.2	REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO – MOPSO COM 20 ITERAÇÕES.....	48
6.1.3	REGIME DE CARGA LEVE – MOPSO COM 20 ITERAÇÕES	48
7	SIMULAÇÕES E RESULTADOS – CASO REDE DE TRANSMISSÃO	51
7.1.1	REDE TESTE PEGASE 2869.....	51
7.1.2	CENÁRIO 1	56
7.1.3	CENÁRIO 2	57
8	CONCLUSÕES	59
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

ANEXO A – CONFIGURAÇÃO INICIAL DOS CONTROLES DA REDE DE TRANSMISSÃO.....	67
ANEXO B – CONFIGURAÇÃO DOS CONTROLES DA REDE DE TRANSMISSÃO NO CENÁRIO 1	76

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência tem por objetivo transmitir a energia gerada até um centro de consumo (carga). Os sistemas elétricos tradicionais são então compostos por geração, transmissão e distribuição. Esses segmentos são representados por diversas empresas, denominados por Agentes. Para controlar a operação de todas as instalações e coordenar o sistema elétrico há a figura de pelo menos um Agente independente, o qual é regulado e fiscalizado por um órgão governamental.

Nos últimos anos, o sistema elétrico tem passado por uma grande modificação através da inserção de fontes renováveis de energia, em especial com o crescimento da geração distribuída (GD). Especialmente para o setor de distribuição, o aumento da complexidade da operação deste segmento da rede exige uma nova concepção, com o sistema de distribuição deixando de ser passivo para um paradigma ativo, possuindo diversos pontos de mini ou micro geração. Os desafios impostos à distribuição podem ser solucionados através da integração e maior controle dos equipamentos presentes na rede elétrica.

A operação em condições normais do sistema elétrico visa, de modo geral, sempre manter a frequência e tensão em níveis adequados. Para isso, são utilizados alguns procedimentos e equipamentos da rede.

O controle de tensão realizado em redes de transmissão consiste em comutar tap dos transformadores sob carga (OLTC), ligar/desligar bancos de capacitores e reatores, ajustar a potência reativa dos compensadores síncronos e estáticos, alterar geração nas usinas e desconectar linhas de transmissão.

Já o controle de tensão realizado nas redes de distribuição é mais limitado, sendo o transformador com tap variável e o banco de capacitores e reatores os equipamentos mais utilizados. Entretanto, com o aumento da inserção das GDs tem-se a possibilidade de controlar também estes geradores a fim de se manter o perfil de tensão nas redes em que estão conectados dentro do nível adequado.

Muitas vezes é necessário rapidez, experiência e sensibilidade por parte do operador para efetuar alguma manobra que torne novamente adequado o nível de tensão na área sob análise e mantenha, sobretudo, a segurança do sistema. Optar por uma manobra em determinado equipamento impacta, ao longo do tempo, na necessidade de realizar manutenções devido ao desgaste sofrido pelo mesmo. Dependendo da proporção dos danos sofridos, o equipamento pode permanecer meses fora do sistema, diminuindo assim a quantidade de recursos a serem utilizados.

Além disso, sob o ponto de vista das redes de distribuição ativas, onde há um sistema de compensação financeira associada ao maior nível de energia injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos, por exemplo, tomar uma decisão relativa à redução da geração de uma dada unidade tem impactos diretos na rentabilidade do investimento realizado pelo consumidor na instalação da geração distribuída.

Este cenário de controle de tensão motivou a realização deste trabalho, que tem por objetivo a elaboração de uma metodologia de auxílio à tomada de decisão dos operadores, em tempo real, visando o controle de tensão em diferentes tipos de redes, com características e tamanhos distintos, sendo aplicado para redes de transmissão e também em redes de distribuição ativas. De acordo com a característica do problema a ser solucionado, que consiste em reduzir ao máximo possível as violações de tensão presentes na rede elétrica com o mínimo ajuste dos controles, a proposta desse trabalho é implementar a otimização multiobjetivo para obtenção de respostas que impliquem na tomada rápida de decisão com embasamento mais técnico possível e que garanta a segurança do sistema em tempo real.

Durante o desenvolvimento desta dissertação foi elaborada a seguinte publicação, também na área de otimização multiobjetivo para controle de tensão:

- T. F. Santos and V. H. Ferreira, "Voltage control in microgrids with minimum adjustment in distributed generation units," *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, Niteroi, 2018, pp. 1-6.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo apresentar a metodologia aplicada na ferramenta desenvolvida para operação de redes de transmissão e redes de distribuição ativas em tempo real, empregando para o controle de tensão a otimização multiobjetivo por enxame de partículas (MOPSO), correntemente utilizada com sucesso em aplicações da área de Sistemas Elétricos. Através do MOPSO é possível definir a configuração para um conjunto de controles usados para tornar o nível de tensão da rede elétrica adequado.

Para o caso de redes de transmissão foi utilizado para solução do fluxo de potência o método de Newton Raphson por meio da biblioteca *Python* chamada *PandaPower* [28,29]. A solução do fluxo de potência para o caso das redes de distribuição ativas foi realizada no *software* OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*. O OpenDSS permite, através da interface COM - *Component Object Model*, a comunicação e execução de soluções em

programas externos. Desta forma, as configurações geradas pelo otimizador MOPSO desenvolvido no Python são enviadas internamente para o OpenDSS, onde é calculado o fluxo de potência, retornando como resultado as tensões em cada barramento da rede.

O controle centralizado de tensão é proposto para operação em tempo real de forma que os dispositivos que proporcionam os ajustes no nível de tensão da rede possam ser coordenados e atendam as restrições de tensão estabelecidas por norma com o mínimo esforço no controle, garantindo, sobretudo, a segurança do sistema.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Desenvolver estratégia de otimização multiobjetivo para controle de tensão em redes de transmissão e redes de distribuição ativas;
- Avaliar a eficácia da ferramenta proposta para controle de tensão nesses dois cenários distintos.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação de mestrado encontra-se organizada do seguinte modo. No Capítulo 2 (aspectos do controle de tensão em redes de transmissão) são apresentadas as estratégias utilizadas para controle de tensão em redes de transmissão. O capítulo em questão busca realizar uma revisão bibliográfica e mostrar como é realizada a operação do sistema e, em especial, o controle de tensão em redes de transmissão no Brasil e em outros países.

O Capítulo 3 (aspectos do controle de tensão em redes de distribuição ativas) trata das estratégias utilizadas para controle de tensão em redes de distribuição. Além disso, os conceitos de geração distribuída e redes de distribuição ativas são introduzidos, sendo abordadas as tendências mundiais para operação desse novo modelo de rede. O capítulo em questão busca realizar uma revisão bibliográfica e pontuar os aspectos mais relevantes a respeito dessas abordagens.

O Capítulo 4 (otimização multiobjetivo) traz uma revisão bibliográfica do método de otimização aplicado no trabalho, o MOPSO. Também são apresentados os coeficientes de desempenho utilizados para auxiliar na validação da metodologia desenvolvida.

No Capítulo 5 (metodologia proposta) são detalhados os procedimentos adotados na metodologia proposta de controle de tensão das redes de transmissão e redes de distribuição

ativas. O capítulo aborda os métodos utilizados para resolução do fluxo de potência e a técnica de inteligência computacional implementada.

No Capítulo 6 (simulações e resultados – redes de distribuição ativas) são apresentados os casos utilizados como base para as simulações de controle de tensão e analisados os resultados obtidos no estudo de caso de redes de distribuição ativas. No capítulo 7 (simulações e resultados – rede de transmissão) são apresentados os casos utilizados como base para as simulações de controle de tensão e analisados os resultados obtidos no estudo de caso de redes de transmissão.

Por fim, o Capítulo 8 (conclusão) traz a consolidação dos resultados obtidos a partir do tema proposto e a sinalização das dificuldades encontradas e implicações, sobretudo as particularidades do problema de fazer simulações em redes elétricas e indicação dos pontos de possíveis melhorias em desempenho computacional. Além disso, são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS DO CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE TRANSMISSÃO

Este capítulo tem por objetivo indicar alguns dos aspectos utilizados no controle de tensão das redes de transmissão de energia elétrica, no Brasil e em outros países do mundo, com o propósito de identificar semelhanças e particularidades no modo de operação.

2.1 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

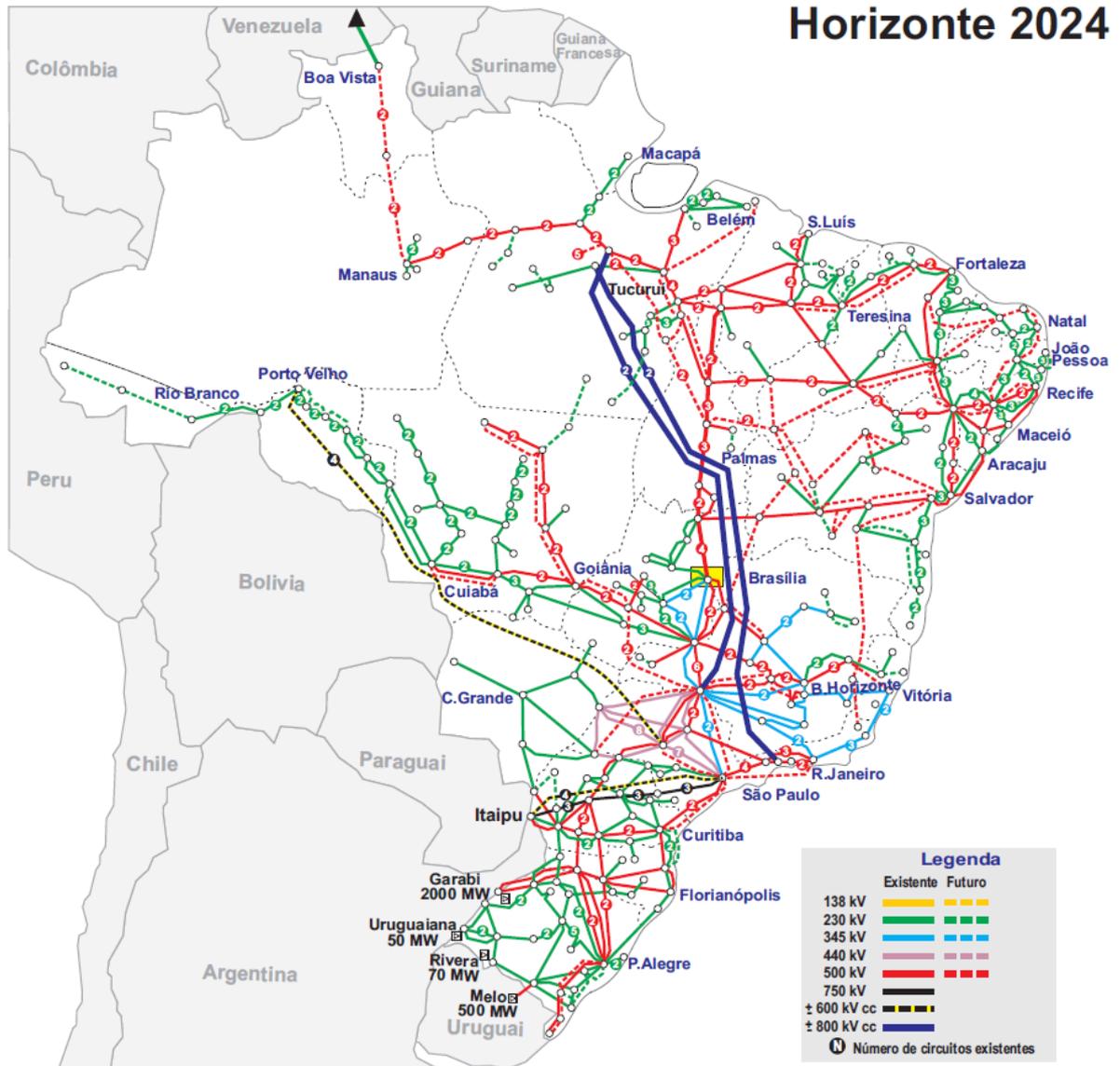
O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte [1]. A interconexão dos subsistemas é realizada por meio de uma extensa malha de transmissão, que tem como função principal permitir a exploração da diversidade dos regimes hidrológicos das bacias hidrográficas que compõem o SIN, proporcionando uma disponibilidade de energia superior àquela que seria obtida com a operação isolada dos subsistemas. A operação interligada resulta em atendimento mais econômico e seguro ao mercado consumidor [4].

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (Agentes) [1,2].

As tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, em corrente alternada, podem variar de 138 kV até 765 kV incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV. Ainda há no país a operação em corrente contínua, com níveis de tensão de 600 kV C.C. e 800 kV C.C. As redes com tensões nominais iguais ou superiores a 230 kV são denominadas de Redes em extra alta tensão e no Brasil formam a chamada Rede Básica de transmissão. A Figura 1 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao sistema de transmissão no horizonte de 2024.

Em 2019, a rede de transmissão brasileira tinha uma extensão de 141.756 km de linhas de extra alta tensão. A Tabela 1 a seguir mostra a extensão da rede de transmissão (km) existente e prevista para entrar em operação até o horizonte 2024 [3]. O país tem 149 concessionárias de transmissão, sendo 141 empresas do setor privado e 8 do setor público [6]. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [7].

Figura 1 – Configuração do SIN – Sistema de Transmissão, no horizonte de 2024.



Fonte: [5]

Tabela 1 – Extensão das Linhas de Transmissão do SIN – km

Tensão	2019	2024
800 kV C.C.	9.204 km	9.204 km
750 kV	1.722 km	1.722 km
600 kV C.C.	9.544 km	9.544 km
500 kV	51.121 km	74.558 km
440 kV	6.911 km	7.130 km
345 kV	9.515 km	11.031 km
230 kV	53.739 km	68.339 km
SIN	141.756 km	181.528 km

Fonte: [3]

2.2 CONTROLE DE TENSÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL

Para manter o nível de tensão do sistema dentro dos limites estabelecidos, o ONS segue os procedimentos estabelecidos através das instruções de operação. Estes procedimentos são estabelecidos através de estudos elétricos da rede, que permitem analisar, por meio do fluxo de potência, o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, os estudos avaliam se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem os critérios estabelecidos [8].

O sistema é analisado para as condições de carga e geração, que dependendo do objetivo da análise poderá ser o período de carga mínima, leve, média ou pesada. O estudo do fluxo de potência ainda abrange análise de contingência simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, chamado de critério N-1, podendo ser a saída de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento [8]. Quando necessário, também podem ser analisadas outras condições de contingência.

Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram na Tabela 2.

Tabela 2 – Tensões entre fases admissíveis a 60 Hz

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
≤ 138	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

Fonte: [8]

Nas situações particulares de esgotamento dos recursos de controle de tensão disponíveis, o nível de tensão pode situar-se fora das faixas estabelecidas na Tabela 2, desde que sejam respeitadas as limitações específicas dos equipamentos, não implique riscos de atendimento às cargas e haja anuência do Agente de transmissão envolvido. Deve-se atentar para a ultrapassagem dos limites superiores das faixas em decorrência da possibilidade de dano aos equipamentos.

Para a obtenção desses resultados, na fase de estudos, são usados alguns *softwares*, como o ANAREDE, FLUPOT, ORGANON.

O ANAREDE é um sistema integrado para a análise de regime permanente de sistemas elétricos de potência. Esse sistema pode ser utilizado para estudos tanto em ambiente de planejamento quanto de operação em tempo real [10].

O FLUPOT tem por objetivo analisar a condição de uma rede em corrente alternada em regime permanente, otimizando uma função objetivo no caso base e satisfazendo uma série de restrições físicas e operacionais, tanto no caso base, quanto para contingências. É um programa de Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança. Para execução do programa o usuário deve especificar os dados da rede elétrica, a função objetivo, a relação de controles disponíveis e a lista de contingências e restrições a serem consideradas na otimização. As principais funções objetivo são: minimização de perdas, máxima transferência de potência entre áreas, mínimo custo de geração, mínimo desvio de potência ativa, mínimo custo de corte de carga e mínima alocação de bancos *shunt*. Além disso, o FLUPOT representa a atuação dos diversos equipamentos de controle presentes no sistema. O fluxo de potência ótimo é resolvido por uma técnica de pontos interiores [10].

O ORGANON é um sistema integrado para a análise de regime permanente e do comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência. Pode ser utilizado para estudos tanto de planejamento e programação da operação quanto de operação em tempo real. Para auxiliar no diagnóstico das simulações, diversas facilidades foram embutidas no processo de análise, tais como, o cálculo de função energia, avaliação modal, obtenção do ponto de máximo carregamento do sistema, dentre outras. Algumas atividades que demandam grande uso de processamento podem ser realizadas com processamento distribuído como, por exemplo, a análise de contingências estática ou dinâmica e avaliação da região de segurança estática ou dinâmica. A região de segurança é um processo automático de exploração da vizinhança de um ponto de operação, para identificar pontos a partir dos quais ocorre a violação de limites tais como, o carregamento de equipamentos, a faixa de tensão, a estabilidade eletromecânica, dentre outros [10]. O ORGANON costuma realizar continuamente a cada 10 minutos o processamento

da região de segurança. Dependendo da perturbação no sistema esse tempo de processamento pode ser diminuído, garantindo a manutenção da segurança sistêmica em todas as condições de carga e geração verificadas [19].

Na operação em tempo real os recursos de tensão são então utilizados pelos Centros de Operação de forma coordenada. Quando é verificada a violação do limite de tensão nos barramentos, por exemplo, os operadores dos Centros de Operação, seguindo as instruções de operação, realizam um comando, através de contato telefônico, ao Agente responsável pelo equipamento de controle de tensão.

Os recursos para controle de tensão devem ser utilizados na sequência definida de acordo com as instruções de operação específicas. Os recursos usuais para controle de tensão são:

- (a) reatores de barra manobráveis;
- (b) bancos de capacitores;
- (c) excitação de unidades geradoras;
- (d) compensadores síncronos e estáticos;
- (e) reatores de linha manobráveis;
- (f) comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série;
- (g) manobras de linhas de transmissão.

Após a execução do comando pelos Agentes da operação, o Centro de Operação do ONS verifica a eficácia da medida através de seu sistema de supervisão, cuidando para que novas ações sejam coordenadas, quando necessário [9].

Destaca-se que no caso de ocorrer violação do limite superior das faixas permissíveis para a operação do sistema, ou de limites de equipamentos, depois de esgotados todos os recursos para o controle de tensão, pode ser adotado como último recurso o desligamento de linhas de transmissão, para se evitar a ocorrência de sobretensões elevadas na rede, que poderiam trazer consequências mais graves para a operação. No caso de violação do limite inferior das faixas de tensão permissíveis para a operação do sistema ou de limites de equipamentos, depois de esgotados todos os recursos para o controle de tensão, podem ser adotadas ações de gerenciamento de carga não usuais na operação do sistema, para evitar colapso de tensão [9].

Para exemplificar o procedimento adotado pelo Centro de Operação do ONS para controle de tensão dos barramentos em regime normal foi escolhida a área de 440/230 kV de

São Paulo. Foram selecionadas as faixas para controle de tensão da rede de operação de algumas subestações, de acordo com o cadastro de informações operacionais, conforme Tabela 3.

Os períodos de carga mínima, leve, média e pesada definidos para o controle de tensão estão estabelecidos em função das faixas horárias, conforme Tabela 4, que tem como referência o horário de Brasília.

Tabela 3 – Faixas de tensão da rede de operação da área de 440/230 kV de São Paulo.

Subestação / Usina		Faixas de Tensão (kV)			
Nome	Tensão (kV)	Pesada	Média	Leve	Mínima
SE Água Azul	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Araraquara	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Araraquara 2	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Araras	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Bauru	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Getulina	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
SE Mirassol II	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
UHE Ilha Solteira	440	440 – 460	440 – 460	440 – 460	440 – 460
UHE Jupia (1)	440	440 – 458	440 – 458	435 – 458	435 – 458
SE Assis	230	230 – 242	230 – 242	228 – 240	228 – 240

Fonte: [12]

Tabela 4 – Faixas horárias.

Período	Segunda	Terça a Sábado	Domingos e Feriados
00:00 às 05:00	Mínima	Leve	Leve
05:00 às 07:00	Mínima	Leve	Mínima
07:00 às 10:00	Média	Média	Mínima
10:00 às 17:00	Média	Média	Leve
17:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Média
22:00 às 24:00	Média	Média	Leve

Fonte: [12]

Algumas particularidades podem ser estabelecidas para as faixas de tensão das subestações da rede. Conforme verificado na Tabela 3, no setor de 440 kV da SE Jupia deve-se

manter a tensão igual ou inferior a 458 kV em todos os períodos de carga, tendo em vista as características dos equipamentos desta subestação [12].

Caso na área de 440/230 kV de São Paulo, no período de carga média, seja verificado o afastamento da tensão do valor da faixa da tensão operativa ou tendência de violação deve-se adotar o procedimento presente nas Tabelas 5 a 7. Os procedimentos podem ser executados sequencialmente ou alternadamente, cabendo ao Centro de Operação avaliar cada ação a ser tomada e escolher o próximo passo em função do comportamento do sistema [13].

As atividades relacionadas à tomada de decisões em tempo real se apoiam em Sistemas de Supervisão e Controle (SSC). A Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) é o sistema de supervisão e controle adotado no ONS, composto pelos seguintes módulos: configurador de redes, estimador de estado, análise de contingências (tempo real), análise de contingências (modo estudo), fluxo de potência do operador, controle de emergência, fluxo de potência ótimo (modo estudo), Controle Automático de Geração (CAG), OTS e Organon [10].

Tabela 5 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo.

Passo	Coordenação	Controle	Comando/ Execução	Procedimento	Objetivo /Item de Controle
1	COSR-SE			Na transição da carga leve para média, ao ocorrer a redução no perfil da tensão nos barramentos, adotar os seguintes procedimentos:	
2	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Ligar as LTs de 440 kV caso tenham sido desligadas para controle de tensão na carga leve ou mínima, quando as tensões nas SE Cabreúva, Jandira, Embu-Guaçu, Santo Ângelo e Bom Jardim estiverem próximas ao mínimo da faixa.	
3	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Elevar a geração de reativo dos compensadores síncronos das SE de Santo Ângelo e Embu-Guaçu.	Elevação no perfil de tensão nos barramentos das SE de 440 kV Santo Ângelo, Embu-Guaçu, Bauru e Araraquara.

Tabela 6 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo (continuação).

4	COSR-SE	COSR-SE	Agentes de Geração	Elevar a tensão nos barramentos de 440 kV das usinas Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Água Vermelha, Taquaruçu e Capivara, atuando na tensão de geração destas usinas.	Elevação no perfil de tensão em todo o sistema de 440 kV.
5	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar o Reator 1 da SE Taubaté.	Elevação da tensão no barramento de 440 kV, 500 kV e 230 kV da SE Taubaté e 230 kV do Vale do Paraíba.
6	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores 1 e 2 da SE Anhanguera.	Elevação do perfil da tensão nas SE Centro, Pirituba e Edgard de Souza.
7	COSR-SE	COSR-SE	RIO PARANAPANEMA ENERGIA/ CBA	Elevar a tensão nos barramentos de 230 kV das usinas Jurumirim, Chavantes e Piraju, atuando na tensão de geração destas usinas.	Tensões próximas ao mínimo da faixa. Elevação da tensão para dentro da faixa recomendada nos barramentos Jurumirim, Chavantes, Botucatu e Assis.
8	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Comutar o tape da transformação 440/230 kV da SE Assis (TR-1, ATR-2 e TR-7).	
9	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores da SE Cabreúva de forma escalonada de acordo com a necessidade.	Tensões próximas ao mínimo da faixa. Elevação da tensão nos barramentos de Cabreúva, Bom Jardim, Embu-Guaçu e Bauru de 440 kV e Centro, Edgard de Souza e Pirituba 230 kV.
10	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Comutar tapes na transformação 440/230 kV da SE Cabreúva.	
11	COSR-SE	COSR-SE	EMAE	Elevar a tensão nos barramentos de 230 kV das usinas Henry Borden e Piratininga, atuando na tensão de geração destas usinas.	Elevação da tensão mantendo dentro da faixa recomendada.
12	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores da SE Embu-Guaçu de forma sequencial de acordo com as necessidades.	Elevação da tensão nos barramentos das SE Embu-Guaçu, Oeste, Cabreúva, Santo Ângelo e Bauru.

Tabela 7 – Procedimentos para controle de tensão da área 440/230 kV de São Paulo (continuação).

13	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores da SE Sumaré de forma sequencial de acordo com a necessidade.	Elevação da tensão nos barramentos das SE Sumaré, Santa Bárbara D'Oeste e Bom Jardim.
14	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores da SE Santo Ângelo de forma sequencial de acordo com a necessidade, desligando por último o RE-3.	Elevação da tensão nos barramentos das SE Santo Ângelo, Mogi Mirim III, Araraquara e Bom Jardim.
15	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Desligar os reatores das SE Getulina, Bauru, Mirassol II, Araraquara, Ribeirão Preto e Assis, de 440 kV.	Elevação da tensão nas SE Araraquara, Assis, Bauru, Getulina, Mirassol II, Ribeirão Preto, Cabreúva, Jandira, Santo Ângelo, Embu-Guaçu e Bom Jardim.
16	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP/ COS STATE GRID	Atuar no LTC da transformação 500 / 440 kV das SE's Araraquara 2, Ribeirão Preto, Taubaté e Água Vermelha.	Elevação do perfil de tensão em todo o sistema de 440 kV.
17	Havendo dificuldade em se manter a tensão no barramento de 440 kV da SE Ribeirão Preto em valores iguais ou maiores do que 418 kV, adotar os seguintes procedimentos:				
17.1	COSR-SE	COSR-SE	CTEEP	Atuar no LTC da transformação 440/138 kV da SE Ribeirão Preto.	Manter a tensão na barra de 138 kV da SE Ribeirão Preto no limite inferior da faixa operativa.
17.2	CNOS	COSR-SE	FURNAS	Sincronizar a quantidade máxima possível de unidades geradoras na usina de Porto Colômbia.	Disponibilizar o máximo de reativo possível para o atendimento às cargas da região.
17.3	O COSR-SE deverá solicitar ao COS da CPFL que providencie junto a FURNAS a elevação da tensão de excitação das unidades geradoras na usina de Porto Colômbia, tendo em vista disponibilizar o máximo de reativo possível para o atendimento às cargas da região.				
17.4	CNOS	COSR-SE	AES TIETÊ	Sincronizar o máximo possível de unidades geradoras das usinas do sistema de 138 kV do interior paulista (Euclides da Cunha, Caconde, Limoeiro, Bariri, Barra Bonita, Ibatinga, Promissão e Nova Avanhandava).	Disponibilizar o máximo de reativo possível para o atendimento às cargas da região.
17.5	O COSR-SE deverá solicitar ao COT-CTEEP que providencie junto ao COG da AES-Tietê a elevação da tensão de excitação das unidades geradoras nas usinas do interior paulista, tendo em vista disponibilizar o máximo de reativo possível para o atendimento às cargas da região.				

A fim de verificar o desempenho da operação do sistema, o ONS possui alguns indicadores, como o indicador de atendimento ao limite de desempenho da tensão em regime permanente (ADTP). O indicador corresponde à quantidade de vezes em que as barras estiveram em conformidade com o desempenho da tensão em regime permanente (quando o percentual de tempo em que a tensão permaneceu dentro dos limites operativos, estabelecidos nos documentos normativos da operação, foi igual ou superior a 99,5%) em relação ao total de barras selecionadas. São considerados os valores de tensão instantâneos oriundos do sistema de supervisão e controle do ONS [11]. Cabe destacar que para cálculo desse indicador são feitas algumas considerações, como por exemplo:

(a) Não são considerados intervalos de tempo de violação com duração menor que 10 (dez) minutos;

(b) Não são considerados na apuração os períodos em que a tensão permaneceu fora dos limites operativos em decorrência de distúrbios;

(c) Durante as transições de período de carga, deverão ser considerados como limites de faixa o maior limite máximo e o menor limite mínimo das faixas dos dois períodos de carga, considerando 15 minutos antes e 15 minutos depois do horário de transição. Este critério foi adotado para permitir a adequação das tensões durante as transições de período de carga pelas equipes de tempo real;

(d) A banda morta das medidas é de 1 kV. Este critério foi adotado para permitir acomodar variações marginais da tensão em torno do limite da faixa, considerando a precisão da medição, arredondamentos da medida e critérios de alarme no Sistema de Supervisão e Controle (SSC);

(e) Não são considerados na apuração os períodos em que a tensão permaneceu fora dos limites operativos em decorrência de solicitação do Agente.

A meta estabelecida para o indicador ADTP é que o mesmo deve ser igual a 100%, o que reflete a importância da atuação segura e eficaz em tempo real de modo que as tensões dos barramentos sempre estejam dentro dos limites adequados conforme o estabelecido nos Procedimentos de Rede.

2.3 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM OUTROS PAÍSES

A operação do sistema e controle de tensão em outros países não difere muito do que é realizado no Brasil. Na Alemanha, por exemplo, o sistema elétrico é formado por quatro sistemas de transmissão, pertencentes a quatro diferentes operadores do sistema (TSOs – *transmission system operator*) - TenneT, 50Hertz, Amprion, e TransnetBW, conforme indicado na Figura 2. Os TSOs são responsáveis pela operação, manutenção e desenvolvimento de suas respectivas áreas da rede [21]. Para fiscalizar e regular os TSOs também existe o papel do órgão regulador, denominado *Federal Network Agency* (Bundesnetzagentur) [14-16].

A rede de transmissão da Alemanha possui cerca de 37.000 quilômetros, com transmissão em tensões de 220 kV e 380 kV. A maior parte da rede é em corrente alternada, possuindo projetos de construção de novas linhas de transmissão para o ano de 2025 contemplando a tecnologia de corrente contínua em alta tensão (HVDC) [20].

Todos os sistemas de transmissão são interligados e ainda existem interligações com outros países, como Suíça, Dinamarca, Polônia, Holanda, Luxemburgo, França, República Checa, Suécia e Áustria [14,15].

A matriz de energia elétrica da Alemanha é representada, na maior parte, pela geração a carvão e gás natural e pelas eólicas. Na Alemanha o conceito de *Energiewende* obteve resultados eficazes no aumento da geração de energia renovável no país.

Figura 2 – Operadores e áreas de atuação no sistema elétrico alemão.



Fonte: [16]

Em Illinois, nos Estados Unidos da América, a matriz de energia elétrica é formada na maior parte por fontes nucleares, apresentando duas redes elétricas, uma ao norte e a outra ao sul do estado. Duas empresas são proprietárias de quase todos os ativos de transmissão, a Ameren Illinois e a ComEd. Na região norte os ativos de transmissão são de propriedade da ComEd, sendo operados pela PJM Interconnection, uma operadora regional de transmissão (RTO – *regional transmission operator*), que coordena a carga de eletricidade atacadista em 13 estados americanos além do Distrito de Colúmbia. Na região sul os ativos de transmissão são da Ameren, sendo operada pela Midcontinent (MISO), uma operadora independente do sistema (ISO – *independent system operator*) que atua em 16 estados [14]. A Figura 3 representa a área de atuação da PJM e MISO. A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de gás natural, petróleo e eletricidade.

O controle de tensão da rede e os equipamentos utilizados também são semelhantes ao caso brasileiro. A PJM, por exemplo, possui manuais com a mesma finalidade dos Procedimentos de Rede adotados pelo ONS. Nesses manuais encontram-se os limites de tensão definidos, em fase de estudo, pela PJM e os proprietários da transmissão (TOs – *transmission owners*) a fim de proteger o equipamento e garantir confiabilidade da operação do sistema elétrico, bem como as estratégias de manobras de equipamentos usados como recurso para retirar a violação verificada [23]. Os limites adotados estão na Tabela 8.

Figura 3 – Operadores e áreas de atuação no sistema elétrico de Illinois.



Fonte: [22]

Tabela 8 – Limites de tensão adotados pela PJM.

Níveis de tensão	EL	NL	NH
765 kV			
kV	703,8	726,8	803,3
pu	0,92	0,95	1,05
500 kV			
kV	485,0	500,0	550,0
pu	0,97	1,00	1,10
345 kV			
kV	317,4	327,8	362,3
pu	0,92	0,95	1,05
230 kV			
kV	211,6	218,5	241,5
pu	0,92	0,95	1,05
161 kV			
kV	148,1	153,0	169,1
pu	0,92	0,95	1,05
138 kV			
kV	148,1	153,0	169,1
pu	0,92	0,95	1,05

EL: Limite de emergência inferior; NL: Limite inferior; NH: Limite superior.

Fonte: [23]

3 ASPECTOS DO CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

Essa seção tem por objetivo indicar alguns dos aspectos utilizados no controle de tensão das redes convencionais de distribuição de energia elétrica, bem como a tendência da arquitetura de controle das redes de distribuição ativas, as quais contemplam a inserção de fontes de geração distribuída em seu sistema. Para isso são necessários que conceitos, definições e regulamentações sejam definidos a fim de que o sistema possa ser bem estruturado.

No passado, o planejamento, a operação e o gerenciamento dos sistemas de distribuição não eram realizados com recursos de automação e controle comparáveis aos aplicados aos sistemas de geração e transmissão. A justificativa vem da própria filosofia dos sistemas, onde a estrutura do sistema de transmissão foi concebida para ser um modelo ativo, permitindo que houvesse a intervenção dos operadores dos sistemas, controlando e coordenando os fluxos de potência bidirecionais que circulam nas malhas das redes. Já os sistemas de distribuição tradicionais atuam de forma passiva, apresentando fluxo unidirecional e com poucos recursos para controle, além de serem redes radiais [24].

Outro aspecto que reflete bem essa diferença entre os sistemas é a interligação da rede de transmissão, possuindo regras padronizadas de operação enquanto na distribuição a operação varia de concessionária para concessionária. Na Europa, por exemplo, é possível encontrar países que possuem apenas um operador do sistema de distribuição (DSO – *distribution system operator*) enquanto em outros é possível encontrar dezenas ou mesmo centenas de DSOs operando a rede em nível regional ou municipal [25].

Porém, a inserção cada vez mais crescente da geração distribuída (GD) na rede de distribuição traz mudanças no modo de operação da rede, principalmente quanto ao controle de tensão, visto que a presença massiva dessas unidades geradoras no sistema de distribuição acarreta a elevação do nível de tensão. Apesar dos métodos e equipamentos convencionais para o controle de tensão em redes de distribuição continuarem presentes, tais como o regulador de tensão, os bancos de capacitores fixos e chaveados e a comutação de tap de transformadores sob carga [35], eles não são adequados para solucionar o problema de controle de tensão de forma eficaz, visto que não possuem articulação com a injeção de potência variável fornecida pelas GDs. Devido a estes problemas operacionais, a maioria dos DSOs exige que as GDs operem com potência reativa nula ou com fator de potência fixo, limitando o potencial da capacidade instalada das GDs [36].

Os benefícios esperados da participação da GD no controle de tensão podem incluir disponibilidade de novo recurso para gestão de potência reativa e redução dos custos de investimento em equipamentos adicionais de compensação reativa. No entanto, a complexidade de avaliar o real potencial do fornecimento de energia reativa de GD e a necessidade de usá-la da maneira ideal sob a perspectiva de sistema requer a introdução de novos métodos de controle e procedimentos operacionais inovadores [42].

Em uma rede de distribuição ativa podem existir três níveis de controle, dependendo do tipo e infraestrutura existente [44]:

- Nível primário: local, composto por vários controladores de micro-fontes (MCs – *microsource controllers*), que são responsáveis por controlar os recursos energéticos distribuídos;
- Nível secundário: centralizado, constituído pelo Controlador Central, responsável pela coordenação e monitoração dos vários MCs locais;
- Nível terciário: centralizado, responsável por fornecer a interface principal entre o Controlador Central e atores externos, como o DSO. O nível terciário é equipado com rotinas de escalonamento que fornecem pontos de ajuste ideais para os MCs, com base nos objetivos gerais de otimização.

A estrutura hierárquica da rede de distribuição ativa pode ser operada de forma centralizada ou descentralizada. No controle centralizado, os níveis secundário e terciário são responsáveis pela otimização da operação, com base nos preços da eletricidade e custos de combustível, e levando em consideração as preocupações com a segurança da rede e possíveis solicitações de serviços auxiliares por agentes externos. O controle centralizado é mais apropriado quando os recursos da rede de distribuição ativa têm objetivos comuns ou uma estrutura operacional comum [44].

O controle de tensão pode ser fornecido pela rede de distribuição ativa ao DSO, sob acordos de longo prazo (por exemplo, limites no fator de potência da rede de distribuição ativa no ponto de conexão comum) ou sob demanda (por exemplo, solicitação para reduzir o consumo de energia reativa ou para manter uma tensão desejada) [44].

Estudos recentes têm demonstrado que GDs podem ser provedoras de serviços auxiliares, como regulação de tensão e compensação de potência reativa, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico [45].

As redes de distribuição ativas poderão ser uma solução aos problemas técnicos resultantes da inserção expressiva dos geradores distribuídos às redes de distribuição e dos desafios relacionados ao controle e gerenciamento da energia proveniente destas fontes dispersas ao longo da rede.

Em geral, uma rede de distribuição ativa consiste em uma rede de distribuição de baixa tensão podendo ser uma área urbana como um bairro ou então uma instalação industrial na qual são integradas pequenas unidades de geração distribuída juntamente com dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis e ainda um sistema de controle e gestão [46].

Levando em consideração todos os aspectos relevantes à representação de um sistema de distribuição de porte real, tendo em vista o cenário de aumento da inserção de GDs com máxima injeção de potência ativa (fator de potência unitário), ajuste de tapes de transformadores e bancos de capacitores, este trabalho apresenta uma proposta para coordenação de controles em redes de distribuição em tempo real visando à minimização das violações de tensão. Considerando um cenário de redes de distribuição ativas e o marco regulatório atual, a metodologia proposta considera em sua formulação o ajuste mínimo no fator de potência das GDs instaladas, visando recorrer a esta ação somente em casos específicos e de forma isolada.

3.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

No Brasil, a rede de distribuição primária opera com tensões de 34,5 kV e 13,8 kV, enquanto a rede secundária com 127/220/380 V, por exemplo. Os limites mínimos e máximos do nível de tensão nos sistemas de distribuição são regulamentados e fiscalizados pela ANEEL de acordo com os Procedimentos de Distribuição (PRODIST). O módulo 8 do PRODIST estabelece que a tensão da rede deve ser mantida dentro de um determinado nível de tensão considerado como adequado. Esses documentos responsabilizam as concessionárias pelo fornecimento da energia elétrica com índices de qualidade estabelecidos por norma, as quais monitoram constantemente estes níveis de tensão a fim de garantir a qualidade do produto e serviço oferecido [47]. As Tabelas 9, 10 e 11 apresentam a classificação da tensão de atendimento em função da faixa de variação da tensão de leitura em relação à tensão de referência [48].

Tabela 9 – Faixa de classificação de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Variação da tensão de leitura em relação à tensão de referência
Adequada	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,90 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,93 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TR}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TR}$

TL = Tensão de Leitura; TR = Tensão de Referência.

Fonte: [48]

Tabela 10 – Faixa de classificação de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220).

Tensão de Atendimento	Variação da tensão de leitura em relação à tensão de referência
Adequada	$348 \leq \text{TL} \leq 396 / 201 \leq \text{TL} \leq 231$
Precária	$327 \leq \text{TL} < 348$ ou $396 < \text{TL} \leq 403$ $189 \leq \text{TL} < 201$ ou $231 < \text{TL} \leq 233$
Crítica	$\text{TL} < 327$ ou $\text{TL} > 403 / \text{TL} < 189$ ou $\text{TL} > 233$

TL = Tensão de Leitura; TR = Tensão de Referência.

Fonte: [48]

Tabela 11 – Faixa de classificação de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tensão de Atendimento	Variação da tensão de leitura em relação à tensão de referência
Adequada	$201 \leq \text{TL} \leq 231 / 116 \leq \text{TL} \leq 133$
Precária	$189 \leq \text{TL} < 201$ ou $231 < \text{TL} \leq 233$ $109 \leq \text{TL} < 116$ ou $133 < \text{TL} \leq 140$
Crítica	$\text{TL} < 189$ ou $\text{TL} > 233 / \text{TL} < 109$ ou $\text{TL} > 140$

TL = Tensão de Leitura; TR = Tensão de Referência.

Fonte: [48]

3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No Brasil, a expansão do mercado de GD tem sido verificada especialmente nas unidades de micro e minigeração instaladas majoritariamente em clientes residenciais e comerciais utilizando a energia solar fotovoltaica [50]. Empregando o princípio de *net metering*,

a energia gerada por estas unidades é contabilizada em um sistema de créditos, em que o consumo é abatido do montante gerado, conforme regulamentado em 2012 pela ANEEL, através da REN - Resolução Normativa nº 482 [51]. Assim, o marco regulatório incentiva a máxima produção de potência ativa destas unidades visando maximizar os resultados financeiros de instalações desta natureza.

No Brasil, a resolução nº 687 de 2015 da ANEEL reformulou a faixa de potência de enquadramento dessas alternativas de geração inicialmente estabelecidas pela resolução nº 482 de 2012. Empreendimentos de cogeração qualificada ou apenas fontes renováveis de energia elétrica de potência instalada menor ou igual a 75 kW passaram a ser designados como microgeração distribuída. A faixa compreendida entre 75 kW e 5 MW para as modalidades supracitadas exceto a fonte hídrica, cujo limite superior é de 3 MW, são denominadas minigeradoras [49].

Um dos motivos para intensificação da inserção das GDs nas redes de distribuição, sob o ponto de vista do consumidor, foi a possibilidade do acessante atender sua carga por conta própria e aproveitar posteriormente o eventual excedente através do sistema de crédito. Sob o ponto de vista da concessionária, tem-se a situação de coincidência do ponto de conexão da GD a um ponto crítico da rede, geralmente em áreas com baixo nível de tensão.

Dentre as tecnologias típicas de geração distribuídas são encontradas a solar fotovoltaica; a eólica; biogás e hídrica, com destaque para as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Em 2019, o estado de Minas Gerais era o estado brasileiro com maior número de conexões de unidades de GD, contabilizando 16,7 mil unidades de geração e 212,3 MW de potência instalada, seguido do Rio Grande do Sul, com 12 mil unidades com 144,4 MW de potência instalada, e São Paulo, com 14,5 mil unidades conectadas e 117,4 MW [37].

3.2.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012

A resolução normativa 482/2012 da ANEEL define o sistema de compensação como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Este sistema também é conhecido como *net metering*. Neste sistema, o consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora, por exemplo, painéis fotovoltaicos ou pequenas turbinas eólicas, e a energia gerada é usada para abastecer o consumo de energia elétrica da

unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente [51].

A distribuidora não pode impedir a conexão de um agente de geração alegando a redução da flexibilidade de operação. A distribuidora deve encontrar soluções técnicas e economicamente razoáveis para a conexão dos geradores e atendimento eficiente aos demais consumidores.

Ressalta-se que as operações com crédito de energia no sistema de compensação são limitadas à energia elétrica ativa gerada e consumida, com a energia reativa não fazendo parte do sistema de compensação.

3.3 TÉCNICAS APLICADAS NO CONTROLE DE TENSÃO EM TEMPO REAL

O controle de tensão em tempo real nos sistemas de distribuição tradicionalmente passivos é realizado pelo controle clássico Volt/VAR. Essa estratégia conta com controladores de tensão que operam de forma discreta, automática e local, como a comutação de tape dos transformadores sob carga e comutação de capacitores em derivação, visando manter as tensões da rede de distribuição dentro dos limites estabelecidos [38].

No contexto de problemas de tensão nas redes de distribuição ativas, ou seja, com a inserção de geração distribuída, o controle clássico Volt/VAR não é mais adequado e, portanto, novas estratégias de controle de tensão precisam ser definidas. Diversas técnicas têm sido aplicadas, segundo a literatura, para auxiliar o controle de tensão nas redes de distribuição frente ao novo desafio da geração distribuída.

Em [38], o controle de tensão em tempo real centralizado aborda a complexidade do problema em termo das variáveis de controle (comutação de tape de transformador, chaveamento de capacitor, ajustes de potência ativa/reactiva da geração distribuída e desligamento total das GDs) e modela os meios de controle discretos por meio da programação não linear mista (MINLP). Essa abordagem é válida para aplicação em tempo real considerando que a maioria das GDs são equipadas com um número relativamente pequeno de controles discretos, caso contrário, o método MINLP não é capaz de processar muitas variáveis discretas e ou grandes redes em tempo válido para aplicação em tempo real.

Em [39] é utilizada uma otimização multi-etapas baseada nos princípios do modelo de controle preditivo (MPC), sendo utilizado como alternativa para controle de redes com fontes renováveis de energia. O controle atua sempre que o limite de tensão é violado, agindo sobre a potência ativa e reativa da geração distribuída e comutação de tape dos OLTCs.

Em [40], é proposto um controle de tensão em tempo real com aplicação de lógica Fuzzy para controlar cada barramento em que a GD é inserida. Com base na previsão de geração e demanda de energia, as referências de tensão e ajustes dos tapes de transformadores OLTC e mudança de potência reativa das GDs por meio dos inversores são otimizadas por algoritmos genéticos. As referências de tensão otimizadas são ajustadas à parte com aplicação de dois controladores Fuzzy.

Em [41] foi aplicada a técnica de otimização por enxame de partículas (PSO) baseada na estimativa de estado para controlar a tensão nas redes de distribuição em tempo real através de ajustes da potência reativa das GDs. Em [43] é proposta uma estratégia de coordenação da operação obtendo os valores ideais da potência ativa gerada a partir dos GDs, a potência reativa injetada a partir dos capacitores chaveados e as configurações de tape do OLTC usando a otimização multiobjetivo por enxame de partículas (MOPSO). A função objetivo é minimizar as perdas totais de potência ativa para todas as linhas e o desvio de tensão total para todos os barramentos da rede de distribuição.

4 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Este capítulo desenvolve uma revisão bibliográfica a respeito da otimização multiobjetivo, da metodologia utilizada neste trabalho (MOPSO – *Multi Objective Particle Swarm Optimization*) e dos métodos de verificação de desempenho da otimização multiobjetivo a fim de que o problema possa ser bem estruturado.

O problema multiobjetivo tenta satisfazer simultaneamente duas ou mais funções objetivo conflitantes, podendo minimizá-las ou maximizá-las. Para otimizar um determinado número de funções objetivo simultaneamente encontrando soluções que tentem proporcionar um bom compromisso entre os objetivos aplica-se o conceito de otimalidade de Pareto. As soluções ótimas da Frente de Pareto são assim definidas, pois nenhuma outra solução é superior a elas e nenhuma delas pode ser considerada melhor que as outras que compõem a própria Frente de Pareto.

Em problemas de otimização de um único objetivo o processo termina com uma solução sendo obtida. Isso ocorre, pois, o problema apresenta apenas um objetivo e há apenas uma solução que atinge o máximo ou o mínimo possível ao final do processo de solução. Em problemas de otimização multiobjetivo, como existem várias funções objetivo a serem otimizadas, é muito provável que uma melhoria em um objetivo ocasione uma piora em outro objetivo e, portanto, possibilite a ocorrência de várias soluções. Tais soluções não podem ser melhores do que as outras, não havendo então melhor solução, cabendo ao interessado decidir qual solução escolher [17].

Se uma solução X^1 obtém melhores resultados para todos os objetivos em relação a outra solução X^2 , diz-se então que X^1 domina X^2 . A melhor solução é conhecida como Pareto Ótimo e o conjunto de soluções ótimas é conhecido como conjunto Ótimo de Pareto. As Equações (1) e (2) explicam a comparação entre o desempenho de dois vetores nos problemas de minimização com otimização multiobjetivo:

$$\forall i \in [1, 2, \dots, N_{obj}]: f_i(X^1) \leq f_i(X^2) \quad (1)$$

$$\exists i \in [1, 2, \dots, N_{obj}]: f_i(X^1) < f_i(X^2) \quad (2)$$

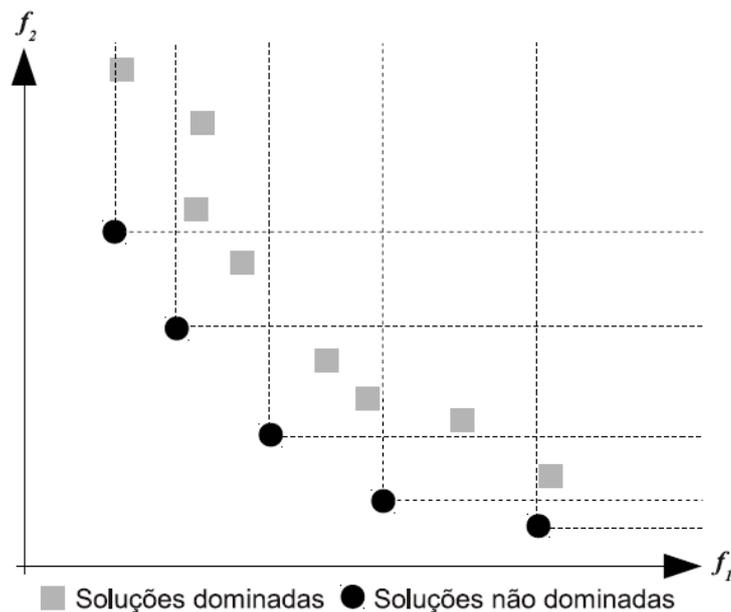
Ou seja, X^1 domina X^2 se os valores das funções objetivo de X^1 são menores ou iguais aos obtidos em X^2 e pelo menos um valor em X^1 é menor que o valor correspondente em X^2 . No

entanto, se todos os valores da função objetivo de X^1 forem iguais aos correspondentes de X^2 , ou pelo menos um valor de X^1 for maior, então, X^2 não é dominado por X^1 . Depois que todas as soluções são comparadas, todas as soluções não dominadas são reunidas para formar o conjunto Ótimo de Pareto [58].

Para uma solução X^1 , diz-se que X^1 é Pareto Ótimo se não for dominado por outra solução no espaço de busca, ou seja, X^1 é Pareto Ótimo se não existirem soluções que melhorem algum dos objetivos sem, simultaneamente, piorar nenhum outro objetivo [58].

A Figura 4 apresenta um exemplo de Frente de Pareto para um problema de minimização com dois objetivos. Os pontos pretos representam as soluções não dominadas que formam a Frente de Pareto e os pontos em cinza representam soluções dominadas. As linhas tracejadas representam o limite que define se uma solução domina a outra. As soluções que estão dentro da área definida pelas linhas possuem piores valores nos objetivos, ou seja, são dominadas.

Figura 4 – Frente de Pareto.



Fonte: [57]

Quando se tem pouca informação do problema a ser resolvido, ou trata-se de um problema difícil de ser solucionado computacionalmente ou quando o mesmo é de difícil modelagem, utilizam-se as metaheurísticas. As metaheurísticas são métodos que possuem componentes capazes de se adaptarem ao problema a ser solucionado e explorarem o espaço de soluções. Com essa característica é possível diferenciar as soluções piores das melhores já

encontradas com o intuito de superar o ótimo local. Mesmo não garantindo a otimalidade global, as metaheurísticas podem encontrar uma grande quantidade de ótimos locais [18]. Existem várias metaheurísticas que apresentam princípios e estratégias distintas, como o Colônia de formigas, abelhas, vagalumes, conjunto de pássaros, algoritmo do lobo cinza, dentre outras. Para o trabalho proposto será aplicado o MOPSO, que é uma derivação do PSO.

4.1 PSO – PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

A técnica de otimização por enxame de partículas (PSO) é uma técnica meta-heurística introduzida por James Kennedy e Russel Eberhart em 1995 [52]. O PSO é um método não determinístico, pertencente à família dos Algoritmos Evolutivos, do tipo estocástico, sendo escolhido para aplicação neste trabalho pois apresenta rápida convergência, não precisa de informações de gradiente, possui poucos parâmetros a serem especificados e apresenta fácil implementação computacional [31]. Pode ser aplicado para resolver uma variedade de problemas de otimização, como treinamento de rede neural e a minimização de vários tipos de funções, tendo a habilidade para trabalhar com variáveis discretas e contínuas simultaneamente [53].

O PSO é baseado na teoria dos enxames, partindo do pressuposto que o comportamento individual de cada elemento depende fortemente de uma componente social, relacionada à capacidade de interação entre os elementos do próprio enxame, tendo forte inspiração dos comportamentos sociais observados em algumas espécies de aves [54].

4.1.1 O ALGORITMO PSO

O algoritmo PSO mantém uma população de partículas, em que cada partícula representa uma solução potencial para um problema de otimização. Assume-se D como sendo a dimensão do enxame. Cada partícula i pode ser representada como um objeto com várias características [53]. Estas características são as seguintes:

- x_k^i : Posição da partícula i no instante k ;
- v_k^i : Velocidade da partícula i no instante k .

O PSO consiste em, a partir de uma população inicial, podendo ser definida aleatoriamente, atualizar a velocidade e a posição das partículas segundo equações características [52].

A atualização da velocidade é influenciada por três termos: o termo de inércia, o termo de cognição e o termo social. O termo de inércia está associado à influência da velocidade da partícula sobre o seu próprio movimento, semelhante a um passo da iteração, determinando o quanto a partícula analisará do ambiente [54]. Observações mostram que altos valores do peso de inércia promovem uma busca mais global, com elevados deslocamentos das partículas pelo espaço de busca, ao passo que baixos valores deste parâmetro conduzem a uma busca mais localizada e acelera a convergência do enxame. Usualmente estes valores oscilam entre 0,4 e 1,4 [55].

O termo de cognição relaciona-se à influência da melhor posição já registrada pela partícula sobre o seu próprio movimento e o termo social relaciona-se à influência da melhor posição registrada pelo enxame sobre o movimento de cada partícula [54]. A implementação do PSO consiste na aplicação das Equações referentes à posição da partícula (3) e à velocidade da partícula (4):

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i \quad (3)$$

$$v_{k+1}^i = w_k v_k^i + c_1 r_1 (p_k^i - x_k^i) + c_2 r_2 (p_k^g - x_k^i) \quad (4)$$

Onde:

x_k^i : Posição da partícula i no instante k ;

v_k^i : Velocidade da partícula i no instante k ;

p_k^i : Melhor posição individual da partícula i no instante k ;

p_k^g : Melhor posição global de todas as melhores posições individuais no instante k ;

w_k : Constante de inércia;

c_1, c_2 : Peso do comportamento cognitivo e social da partícula, respectivamente;

r_1, r_2 : Números aleatórios entre 0 e 1.

Os parâmetros c_1 e c_2 são geralmente ajustados no intervalo contínuo de 0 a 2, definindo, respectivamente, o quanto uma partícula confia em si ou no enxame. Já a aleatoriedade dos parâmetros r_1 e r_2 mantém a diversidade da população.

O sucesso alcançado pelo algoritmo do enxame de partículas está na forma como as partículas se movimentam através do espaço de busca, diretamente relacionado à variabilidade dos parâmetros w_k , c_1 , c_2 , r_1 e r_2 . Os estudos voltados para a análise da influência de tais parâmetros são empíricos e concentram-se na eficiência e robustez do método. Entretanto, os estudos empíricos não oferecem informações fundamentadas e tão pouco exatas sobre a influência destes parâmetros [55].

A melhor posição individual da partícula i representa a melhor posição que a partícula visitou e onde a melhor avaliação foi obtida, conhecida como a melhor posição local ou P_{best} . A utilização do P_{best} permite a manutenção de múltiplos atratores tentando prevenir a convergência prematura. A melhor posição encontrada por todas as partículas no enxame de dimensão D é conhecida como melhor posição global ou G_{best} . O uso do G_{best} permite a manutenção de uma única melhor partícula global, representando a melhor solução entre as demais partículas do enxame. Esta partícula atua como um atrator, fazendo com que todas as partículas convirjam em sua direção [53].

A rápida convergência do PSO pode levar o algoritmo a estagnar em pontos de mínimo local, assim são aplicadas estratégias de forma a diminuir o tempo de convergência e aumentar o espaço de busca da solução. Uma das soluções é alterar o coeficiente de inércia a cada atualização de velocidade. Outra possível solução é usar diferentes topologias, que é o mecanismo de comunicação que cada partícula pertencente ao enxame usa para se comunicar de forma específica com as demais partículas. As topologias mais usadas são as globais e locais [32].

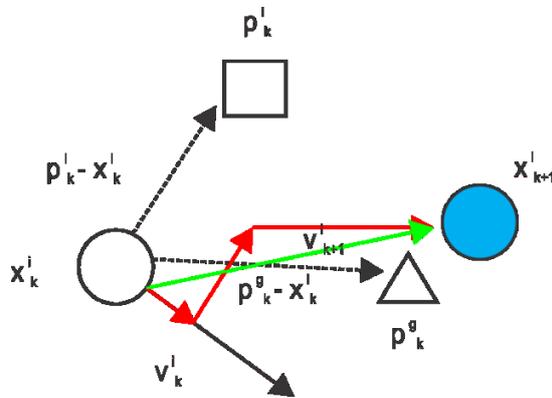
Na topologia global cada partícula está conectada com todas as outras do enxame, logo uma partícula é influenciada por todo o enxame, pois esta está recebendo informações de todo o enxame. Já na topologia local as partículas estão organizadas em forma de anel, assim cada partícula se comunica diretamente com dois vizinhos. Dependendo do tipo de problema a ser otimizado, algumas topologias obtêm melhores resultados em comparação a outras.

O algoritmo consiste na aplicação repetida das Equações (3) e (4) atualizadas até que o número máximo de iterações seja alcançado.

Quanto maior o número de partículas e iterações maior é a probabilidade da melhor solução global ser encontrada pelo algoritmo. Porém, o aumento do número de partículas e iterações acarreta um número maior de testes e atualizações e conseqüentemente, em um maior

tempo computacional [56]. As Figuras 5 e 6 representam, respectivamente, a movimentação da partícula no espaço de busca e o pseudocódigo do PSO.

Figura 5 – Exemplo do movimento da partícula.



Fonte: Própria autora.

Figura 6 – Pseudocódigo do PSO.

```

início
  Inicialize nuvem
  Determine o  $gbest$ 
   $g = 0$ 
  enquanto  $g < gmax$  faça
    para Cada partícula faça
      Atualize posição e velocidade
      Avalie
      Atualize o  $pbest$ 
    fim para
    Atualize o  $gbest$ 
     $g++$ 
  fim enqto
  retorne  $gbest$ 
fim
  
```

Fonte: [57]

A inicialização da nuvem consiste em gerar valores aleatórios delimitados por uma posição mínima e uma máxima, definidas de acordo com o problema, possibilitando a distribuição das posições iniciais das partículas dentro do espaço de busca e as velocidades das partículas podem ser inicializadas com zero [53].

4.2 MOPSO – MULTIOBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

A versão multiobjetivo do PSO traz muitas semelhanças com sua versão mono-objetivo, sendo realizadas normalmente duas alterações. A primeira alteração é a incorporação de um mecanismo de seleção baseado na otimalidade de Pareto e a segunda alteração consiste na implementação de um mecanismo de preservação de diversidade, evitando a convergência para uma única seleção. O objetivo do MOPSO é descobrir soluções que não são dominadas por nenhuma outra no espaço de objetivos [57].

O MOPSO também introduz a necessidade de criação de um repositório que armazenará as melhores soluções não dominadas encontradas durante a busca. Neste arquivo somente entram soluções não dominadas com respeito ao conteúdo deste. Caso uma solução nova domine soluções já presentes no arquivo, as soluções antigas que forem dominadas são excluídas. Este arquivo servirá para seleção dos líderes.

O tamanho do repositório pode aumentar rapidamente, tornando-se um problema, pois o mesmo precisa ser atualizado a cada iteração. A complexidade de atualização do repositório é de $O(mN^2)$, sendo m o número de objetivos e N o tamanho do enxame. Por isso que são aplicadas técnicas de poda para que se tenha um critério de eliminação para soluções não dominadas quando o arquivo estiver cheio [58]. A Figura 7 apresenta o algoritmo do MOPSO.

Figura 7 – Pseudocódigo do MOPSO.

```

início
  Inicialize nuvem
  Inicialize os líderes em um arquivo externo
  Avaliação dos líderes
   $g = 0$ 
  enquanto  $g < g_{max}$  faça
    para Cada partícula faça
      Selecione o líder
      Atualize posição e velocidade
      Mutação
      Avalie
      Atualize o  $\vec{pbest}$ 
    fim para
    Atualize os líderes no arquivo externo
    Avaliação dos líderes
     $g++$ 
  fim enquanto
  retorne as soluções no arquivo externo
fim

```

Fonte: [57]

O algoritmo primeiro inicializa o enxame e, em um arquivo externo, o conjunto de líderes contendo as partículas não dominadas. Este conjunto de líderes é então avaliado segundo a aplicação de algum critério, conforme descrito no item 4.2.1 deste trabalho. A cada iteração ocorre a seleção do líder e a atualização da posição e velocidade das partículas. Caso a melhor posição da partícula e a atual não se dominem entre si, a nova solução substitui a antiga. Destaca-se que alguns MOPSOs aplicam algum tipo de operador de mutação após a atualização da posição da partícula. As partículas são avaliadas e os seus respectivos P_{bests} são atualizados. Na sequência o repositório ou arquivo externo é atualizado e a medida de avaliação dos líderes é calculada novamente. Este processo é repetido até que a quantidade pré-definida de iterações seja alcançada, tendo como resultado as soluções contidas no arquivo externo com a Frente de Pareto formada.

De forma geral, os métodos encontrados na literatura que utilizam o MOPSO variam com relação aos detalhes de implementação, como o critério para formação da Frente de Pareto e definição dos parâmetros w , c_1 e c_2 . Além disso, algumas implementações do MOPSO funcionam melhor para determinado tipo de problema em comparação a outras modificações do algoritmo [27].

4.2.1 MÉTODO DE ESCOLHA DO LÍDER

Os principais métodos indicados na literatura para seleção dos líderes do algoritmo MOPSO são: distância de agrupamento, soma ponderada ($WSum$), a variação do método $WSum$ ($NWSum$), o sigma e o aleatório [57].

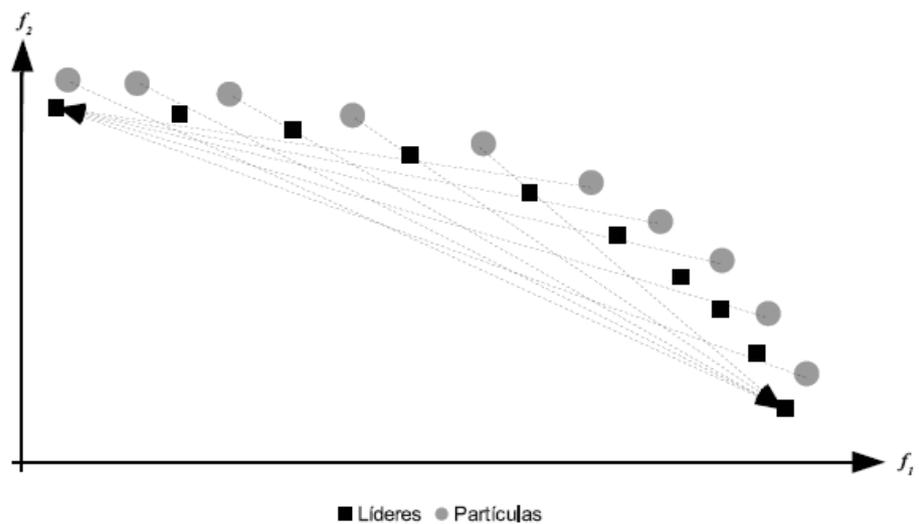
O método distância de agrupamento ou *Crowding Distance* é muito aplicado em algoritmos evolutivos multiobjetivos para promover a diversidade. Esta métrica é usada para obter uma estimativa da densidade de soluções em torno de um ponto particular na população. Para isso é utilizada a distância média dos dois pontos vizinhos a este em cada um dos objetivos. Para usar a distância de agrupamento como método de seleção de líderes, dois candidatos a líder são escolhidos aleatoriamente do repositório e o que apresentar a maior distância de agrupamento está localizado em uma região menos povoada, portanto, é selecionado [57].

O método da soma ponderada ou $WSum$ consiste em uma soma ponderada dos valores objetivos. Neste método o líder selecionado será o mais próximo possível do eixo oposto ao da partícula que apresentar a menor soma ponderada, com isso é introduzida a diversidade na busca, conforme indicado na Figura 8. Os quadrados representam os candidatos a líder, contidos no repositório, os círculos são as partículas de busca e as linhas tracejadas apontam para qual

líder uma partícula escolheria durante a busca para um problema de minimização com dois objetivos. As partículas então escolhem líderes próximos aos eixos distantes da sua posição atual [57].

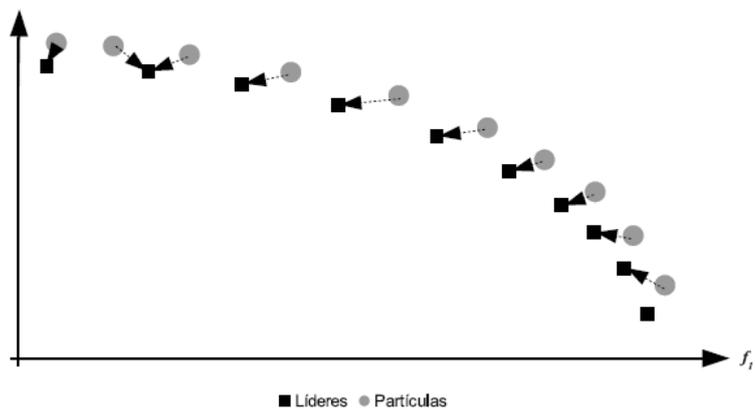
O método *NWSum* é uma variação do *WSum*, onde a partícula com a maior soma ponderada é escolhida como guia, conforme indicado na Figura 9.

Figura 8 – Método WSum.



Fonte: [57]

Figura 9 – Método NWSum.



Fonte: [57]

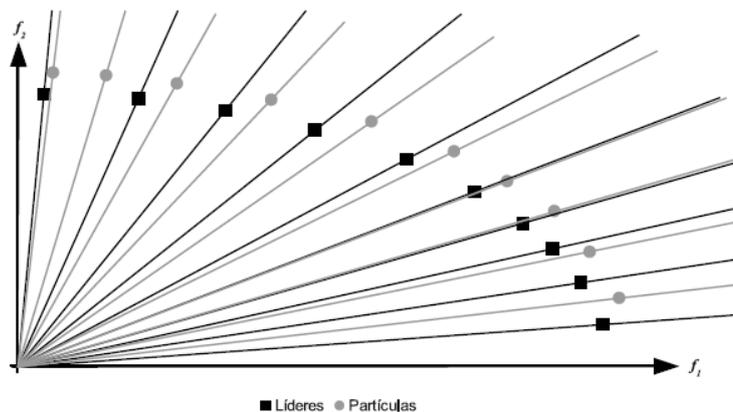
Os quadrados são os candidatos a líder, contidos no repositório, os círculos são as partículas de busca e as linhas tracejadas apontam para qual líder uma partícula escolheria durante a busca para um problema de minimização com dois objetivos. As partículas tendem a selecionar um líder próximo, tendendo a melhorar a convergência [57].

No método sigma o líder é escolhido de acordo com sua distância sigma. Em um problema com dois objetivos, o vetor sigma $\vec{\sigma}$ é definido de acordo com a Equação (5):

$$\vec{\sigma} = \frac{f_1(\vec{x})^2 - f_2(\vec{x})^2}{f_1(\vec{x})^2 + f_2(\vec{x})^2} \quad (5)$$

O líder para uma partícula do enxame é a solução do repositório com a menor distância euclidiana entre seu valor sigma e o vetor sigma da partícula, conforme indicado na Figura 10. Os quadrados indicam os candidatos a líder, contidos no repositório, e os círculos são as partículas da busca em um problema de minimização com dois objetivos. Tanto para os candidatos a líder quanto para as partículas são calculados os vetores sigma, representados pelas linhas pretas e cinzas, respectivamente. Estes vetores partem da origem e cruzam as soluções. Cada partícula seleciona o líder que tiver o vetor sigma mais próximo do seu [57].

Figura 10 – Método Sigma.



Fonte: [57]

O último método, o aleatório, é o mais simples e computacionalmente mais simples. Consiste em selecionar aleatoriamente um líder no repositório para cada partícula. Este método beneficia a diversidade em uma fronteira bem distribuída, mas em situações em que os líderes estejam agrupados em uma região, maior é a probabilidade de escolher um líder de uma região com alta densidade populacional, podendo resultar em perda da diversidade desejada [57].

4.2.2 COEFICIENTES DE DESEMPENHO

Os indicadores de desempenho são aplicados para avaliar o desempenho dos algoritmos pela comparação dos resultados obtidos em problemas de teste padrão, onde a Frente de Pareto é conhecida. Estes indicadores são importantes para avaliar o desempenho de algoritmos multiobjetivo em problemas onde a Frente de Pareto é conhecida, consistindo em um importante mecanismo de validação para novos algoritmos. O GD e IGD são alguns dos indicadores mais aplicados para medir o desempenho do MOPSO [27].

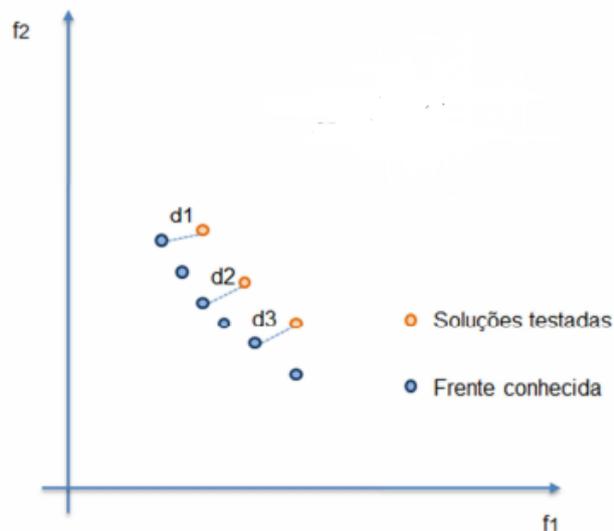
O indicador GD - *Generational Distance* ou distância geracional, fornece uma medida de quão próximo o conjunto de soluções testadas está da Frente de Pareto conhecida, conforme indicado na Equação (6) e representado na Figura 11 [34]:

$$GD(A, P^*) = \frac{\sum_{v \in A} d(v, P^*)}{|A|} \quad (6)$$

Onde:

- A : conjunto de soluções testadas da Frente de Pareto;
- P^* : conjunto uniformemente distribuído ao longo da Frente de Pareto conhecida;
- $d(v, P^*)$: distância mínima entre o ponto v e um dos pontos em P^* .

Figura 11 – Representação do indicador GD.



Fonte: [33]

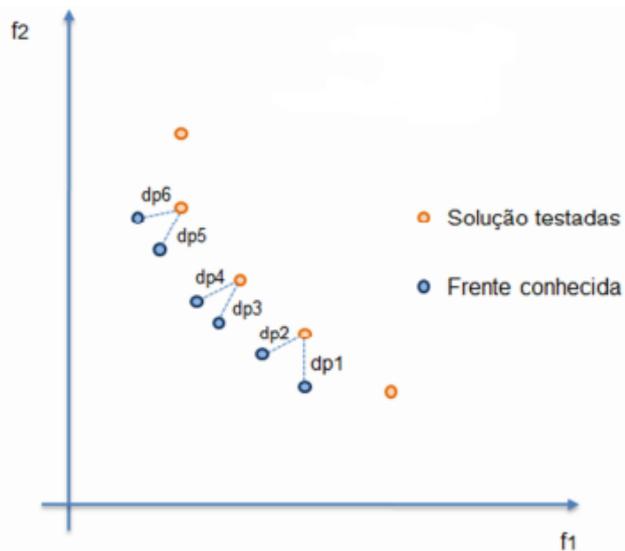
Quando o conjunto aproximado A estiver próximo da Frente de Pareto conhecida, essa métrica indicará um valor próximo a zero. Portanto, espera-se que este indicador seja um valor muito pequeno, de preferência zero, indicando que a Frente de Pareto testada está sobre a Frente de Pareto conhecida.

O indicador IGD - *Inverted Generational Distance* ou distância geracional invertida, é o oposto da métrica GD. Este indicador mede o quão uniformemente distribuída a Frente de Pareto testada está da Frente de Pareto conhecida, conforme indicado na Equação (7) e representado na Figura 12 [34]:

$$IGD(A, P^*) = \frac{\sum_{v \in P^*} d(v, A)}{|P^*|} \quad (7)$$

O GD e IGD são métricas complementares, ou seja, para que um conjunto de soluções tenha um bom desempenho ambos os indicadores devem apresentar valores baixos.

Figura 12 – Representação do indicador IGD.



Fonte: [33]

5 METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo detalha os procedimentos adotados na metodologia proposta de controle de tensão das redes de transmissão e redes de distribuição ativas em tempo real. O capítulo aborda os métodos utilizados para resolução do fluxo de potência e a técnica de inteligência computacional implementada.

O problema a ser solucionado possui dois objetivos que são opostos, uma vez que quando mais se deseja diminuir o nível de violação de tensão maior será o acionamento dos equipamentos utilizados para este controle, bem como caso se escolha evitar alterar as configurações dos equipamentos, maior será o nível da violação de tensão no sistema. O MOPSO possibilita então, através da formação da Frente de Pareto, encontrar diversos pontos que são igualmente bons, permitindo ao operador a escolha dentre diversas possibilidades a depender da política de operação adotada.

A proposta implementada no MOPSO define o mínimo possível dos parâmetros. Na sua formulação tradicional, o MOPSO requer a definição de cinco parâmetros, sendo eles, a constante de inércia (w_k), o peso cognitivo e o social (c_1, c_2), a quantidade de partículas e o número de iterações, conforme verificado no item 4.1.1. Na proposta desenvolvida é necessário definir apenas o número de partículas e iterações. A formulação implementada está indicada nas Equações (8) e (9). O ganho com essa abordagem é fazer com que o mesmo seja o mais automático possível e seja menos dependente da sensibilidade do programador e planejador do sistema em indicar tais parâmetros.

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i \quad (8)$$

$$v_{k+1}^i = w_k v_k^i + c_1 r_1 (p_k^i - x_k^i) + c_2 r_2 (p_k^g - x_k^i) \quad (9)$$

Onde:

- w_k : Número aleatório entre 0 e 1;
- r_1, r_2 : Números aleatórios entre 0 e 1;
- c_1, c_2 : Constantes iguais a 1.

O algoritmo MOPSO desenvolvido e aplicado no trabalho foi previamente validado para verificar sua eficácia e possíveis fontes de erros. A função objetivo utilizada na etapa de validação foi a ZDT1. Esta função pertence a uma família de funções destinadas a verificar dois problemas gerados nos algoritmos evolucionários multiobjetivos, o primeiro relacionado à convergência ótima de Pareto e o segundo relacionado à manutenção da diversidade entre soluções [59]. Os resultados obtidos encontram-se em [26] e foram considerados satisfatórios.

Posteriormente foi analisada a eficácia do MOPSO desenvolvido através dos indicadores de performance GD e IGD. A partir dos resultados dos indicadores de desempenho foi realizada uma comparação com outras implementações do método MOPSO. O processo comparativo consistiu em aplicar os métodos MOPSOs encontrados na literatura, cada um com sua definição dos parâmetros necessários e topologias, em um problema teste, com partículas de dimensão 30, em 30 iterações, sendo executado o algoritmo para 300.000 avaliações da função. Uma avaliação da função consiste em avaliar todos os objetivos do problema.

O algoritmo desenvolvido foi inicialmente aplicado ao problema teste UF01, que é um problema com dois objetivos a serem minimizados, aplicados na competição de Avaliação do Desempenho de Algoritmos de Otimização Multiobjetivo Restritos/Irrestritos, organizado pelo IEEE *Congress on Evolutionary Computation* (CEC), de 2009. Os dois objetivos do UF01 estão definidos nas Equações (10) e (11).

$$f_1(\vec{x}) = x_1 + \frac{2}{|J_1|} \sum_{j \in J_1} \left(x_j - \sin \left(6 \pi x_1 + \frac{j \pi}{d} \right) \right)^2 \quad (10)$$

$$f_2(\vec{x}) = 1 - \sqrt{x_1} + \frac{2}{|J_2|} \sum_{j \in J_2} \left(x_j - \sin \left(6 \pi x_1 + \frac{j \pi}{d} \right) \right)^2 \quad (11)$$

Onde J_1 e J_2 estão definidos nas Equações (12) e (13).

$$J_1 = \{j \mid j \text{ é ímpar e } 2 \leq j \leq d\} \quad (12)$$

$$J_2 = \{j \mid j \text{ é par e } 2 \leq j \leq d\} \quad (13)$$

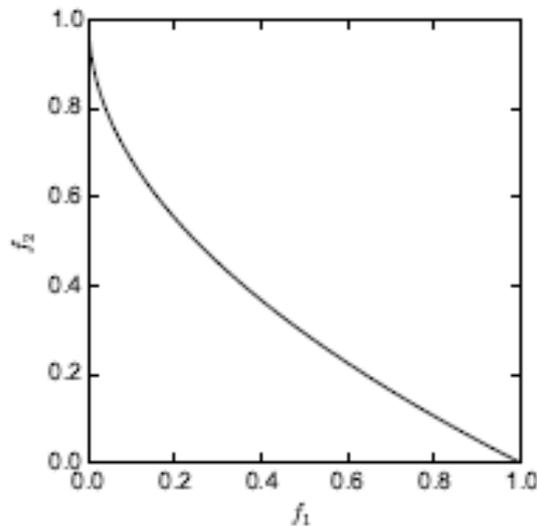
O espaço de busca do problema é $[0,1] \times [-1,1]^{d-1}$ e a Frente de Pareto é definida na Equação (14). A Figura 13 representa a Frente de Pareto para o problema UF01.

$$f_2 = 1 - \sqrt{f_1}, \quad 0 \leq f_1 \leq 1 \quad (14)$$

Todos os métodos MOPSO encontrados na literatura, conforme [27], foram testados em *clusters*, com processamento paralelo, devido aos requisitos de tempo de computação inerentes a esses experimentos.

Para que fosse possível realizar a comparação do MOPSO desenvolvido com os demais MOPSOs da literatura, visto a necessidade de aplicação em *cluster* e programação paralela, foi analisado o resultado de acomodação da curva Iterações x Função Objetivo, com o propósito de definir o número de iterações em que a função objetivo chegasse ao seu mínimo, sem muitas variações.

Figura 13 – Frente de Pareto do problema UF01.



Fonte: [27]

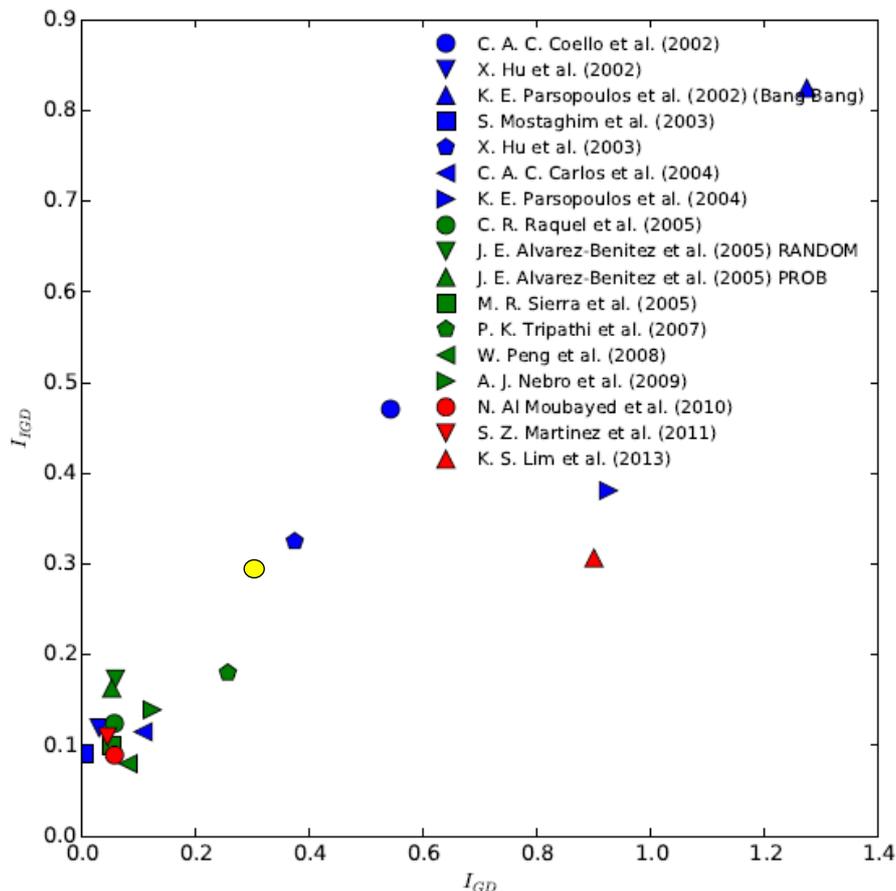
A simulação foi aplicada para 20 partículas, em 20 iterações, por este valor encontrar-se seguramente na faixa constante de convergência e por apresentar tempo de processamento menor. A distância euclidiana foi utilizada como critério para a escolha do líder. Assim, a proposta é selecionar a partícula mais próxima da origem no espaço das funções objetivo, ou seja, do ponto (0,0), visto que este ponto é a solução ideal do problema de controle de tensão,

onde não haveria violação do nível de tensão e não haveria mudança na configuração dos dispositivos da rede. A distância Euclidiana é obtida através da Equação (15):

$$D_{Euclidiana} = \sqrt{f(x_1)^2 + f(x_2)^2} \quad (15)$$

O GD encontrado foi de 0,303 e o IGD foi de 0,306. A Figura 14 compara o resultado do GD e IGD encontrado para o MOPSO desenvolvido com os demais métodos verificados na literatura [27]. Mesmo com as limitações impostas no processamento, a não utilização de *clusters* e/ou programação paralela, e necessidade de execução do algoritmo com um número menor de avaliações da função, ou seja, um número reduzido de partículas e iterações, em virtude do tempo de processamento computacional, é possível verificar que o MOPSO desenvolvido neste trabalho encontra-se próximo das principais referências encontradas na literatura, conforme indicação dos coeficientes de desempenho.

Figura 14 – Comparação do MOPSO desenvolvido, em amarelo, com outros métodos encontrados na literatura.



5.1.1 DESENVOLVIMENTO DO MOPSO

Comprovada a eficácia do MOPSO proposto, formulou-se cada Função Objetivo (FO) para o problema de controle de tensão. Considerando os objetivos conflitantes do planejamento da operação (violações versus ações de controle), duas funções devem ser minimizadas. A primeira é minimizar as violações de tensões presentes nos barramentos da rede. A outra é minimizar a quantidade de controles (equipamentos) a terem suas configurações alteradas. Geralmente, tornar a violação do nível de tensão a menor possível acarreta alterar a configuração de muitos equipamentos da rede, o que impacta em redução do tempo de vida útil e custos maiores de manutenção. Por isso optou-se pela aplicação do MOPSO a fim da obtenção da Frente de Pareto e com ela a possibilidade de escolha de diversas soluções que satisfaçam o problema conforme necessidade verificada durante a operação em tempo real.

O algoritmo MOPSO implementado foi desenvolvido na linguagem de programação *Python* e consiste na atualização da posição e velocidade das partículas, como também na verificação na sequência dos limites adotados para as posições dos equipamentos. Os valores gerados são inseridos nas Funções Objetivo, uma composta pela maior variação de violação encontrada e a outra formada pelo somatório da variação da posição dos equipamentos, conforme indicado nas Equações (16) a (21).

As variações são representadas percentualmente nas FOs objetivando tornar comuns as grandezas mistas, tanto inteiras quanto reais. Como consequência do desvio percentual dos equipamentos, a ordem de impacto nos controles é primeiro alterar geração, seguido da alteração de tape dos transformadores e por último alterar a configuração dos bancos de capacitores.

Além disso, não foram atribuídos pesos aos somatórios de cada variação implementada na FO a fim de que o método proposto possa ser aplicado na operação de qualquer rede de distribuição com GD ou rede de transmissão, caso contrário, seria necessário o estudo da contribuição de cada dispositivo no controle de tensão para o correto ajuste dos pesos, tornando o método específico para cada sistema.

$$FO_1 = \Delta V^{max} \tag{16}$$

$$FO_2 = \sum_{i=1}^{N_{tape}} \Delta Tape_i + \sum_{i=1}^{N_{BC}} \Delta BC_i + \sum_{i=1}^{N_x} \Delta GER_i \quad (17)$$

$$\Delta Tape_i = \frac{|Tape_i - Tape_{esp}|}{Tape_{esp}} \times 100 \quad (18)$$

$$\Delta BC_i = \frac{|BC_i - BC_{esp}|}{BC_{esp}} \times 100 \quad (19)$$

$$\Delta GER_i = \frac{|GER_i - GER_{esp}|}{GER_{esp}} \times 100 \quad (20)$$

$$\Delta V^{max} = \max_{i=1, \dots, N_{barras\ monitoradas}} \frac{|V_i - V_{limite}|}{V_{limite}} \times 100 \quad (21)$$

Onde:

FO : Função objetivo;

N_{tape} : Número total de transformadores com tape a ser ajustado;

$Tape_i$: Posição do tape do transformador i , definida pelo controlador;

$Tape_{esp}$: Tape especificado inicialmente para o transformador i ;

N_{BC} : Número total de bancos de capacitores;

BC_i : Estado estabelecido para o banco de capacitor i ;

BC_{esp} : Estado especificado do banco de capacitor i ;

N_x : Caso das Redes de Distribuição Ativas - Número total de unidades de GD;

Caso Rede de Transmissão - Número total de unidades geradoras;

GER_i : Caso das Redes de Distribuição Ativas - Fator de potência da unidade de GD i , definido pelo controlador;

Caso Rede de Transmissão – Geração da unidade geradora i , definido pelo controlador;

GER_{esp} : Caso das Redes de Distribuição Ativas - Fator de potência da unidade de GD i especificado, inicialmente igual a 1;

Caso Rede de Transmissão – Geração da unidade geradora i especificada, inicialmente igual ao valor máximo conforme limite de operação da máquina, presente no Anexo A;

N_{barras} : Número de barras;

V_i : Tensão medida na barra i para uma dada especificação dos controles;

ΔV^{max} : Máxima violação percentual de tensão dentre todas as barras i ;

V_{limite} : Limite de tensão violado (sobretensão ou subtensão).

Foram implementados limites operativos para estes equipamentos visando garantir que o resultado indicado pelo MOPSO esteja coerente com o ajuste disponível na prática para o respectivo equipamento. Os limites definidos são:

- Geração fotovoltaica: Variação do fator de potência do valor de -1 a 1, o equivalente à variação do modo de operação indutivo ao capacitivo ou máxima injeção de potência ativa;
- Bancos de capacitores: Podem apresentar duas configurações, ou ligado, indicado por 1, ou desligado, indicado por 0;
- Transformadores de potência: Podem ser variados em 32 posições de tape, o equivalente a uma variação de 0,9 a 1,1 pu no nível de tensão;
- Unidades Geradoras: Variação da potência conforme limite operativo da máquina. Algumas máquinas estão habilitadas para converter, ou seja, passar de gerador para compensador síncrono. Assim, para representar essa mudança no modo de operação das máquinas configurou-se que valores de potência negativos indicam que a máquina está operando como gerador e valores de potência positivos indicam que a máquina está operando como compensador síncrono [28]. Os limites operativos encontram-se no Anexo A.

A proposta desenvolvida para o MOPSO é que haja poucos parâmetros a serem definidos pelo usuário, pois o sucesso do algoritmo do enxame de partículas consiste na sensibilidade e experiência do programador em definir os parâmetros w_k , c_1 , c_2 , r_1 e r_2 . Assim, os comportamentos cognitivo e social são unitários e o peso de inércia, bem como os termos r_1 e r_2 são aleatórios, sendo modificado automaticamente a cada iteração. Portanto, só há necessidade de definição pelo usuário do número de partículas e número de iterações.

5.1.2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO MOPSO

Dada uma especificação inicial para os *setpoints* dos dispositivos (por exemplo, posição de tape de transformadores, status de bancos de capacitores, fator de potência para as

GDs, no caso das redes de distribuição ativas, ou potência gerada, no caso de Redes de Transmissão), o sistema deve definir uma nova parametrização para os controles visando desviar o mínimo possível do ponto inicial e simultaneamente minimizar as violações de tensão nos barramentos. Não são consideradas no problema outras restrições operativas, i.e., carregamento de transformadores e/ou alimentadores/ linhas de transmissão.

Esta estratégia de controle tem por objetivo minimizar os esforços de controle, i.e., movimentação de tapes dos transformadores, chaves de bancos de capacitores, alteração da potência das unidades geradoras e minimizar o desvio em relação ao ponto de máxima injeção de potência ativa das GDs instaladas na rede. Assim, esta formulação visa atender simultaneamente os interesses da concessionária/Agentes (minimizar violações e esforços de controle) e dos consumidores com GD.

Nesta formulação, caso um ponto de operação não apresente violações de tensão, a FO será nula e o controlador não irá sugerir nenhuma alteração. Caso contrário, será definido o mínimo desvio em relação à parametrização inicial que minimize as violações de tensão nos barramentos.

O repositório é então atualizado com todos os valores gerados pelas Funções Objetivo e há a atualização do P_{best} . O repositório é avaliado visando a formação da Frente de Pareto. Na função criada para a Frente de Pareto há a verificação de dominância entre as soluções dos objetivos atuais e as que já se encontravam no repositório, formando a Frente de Pareto.

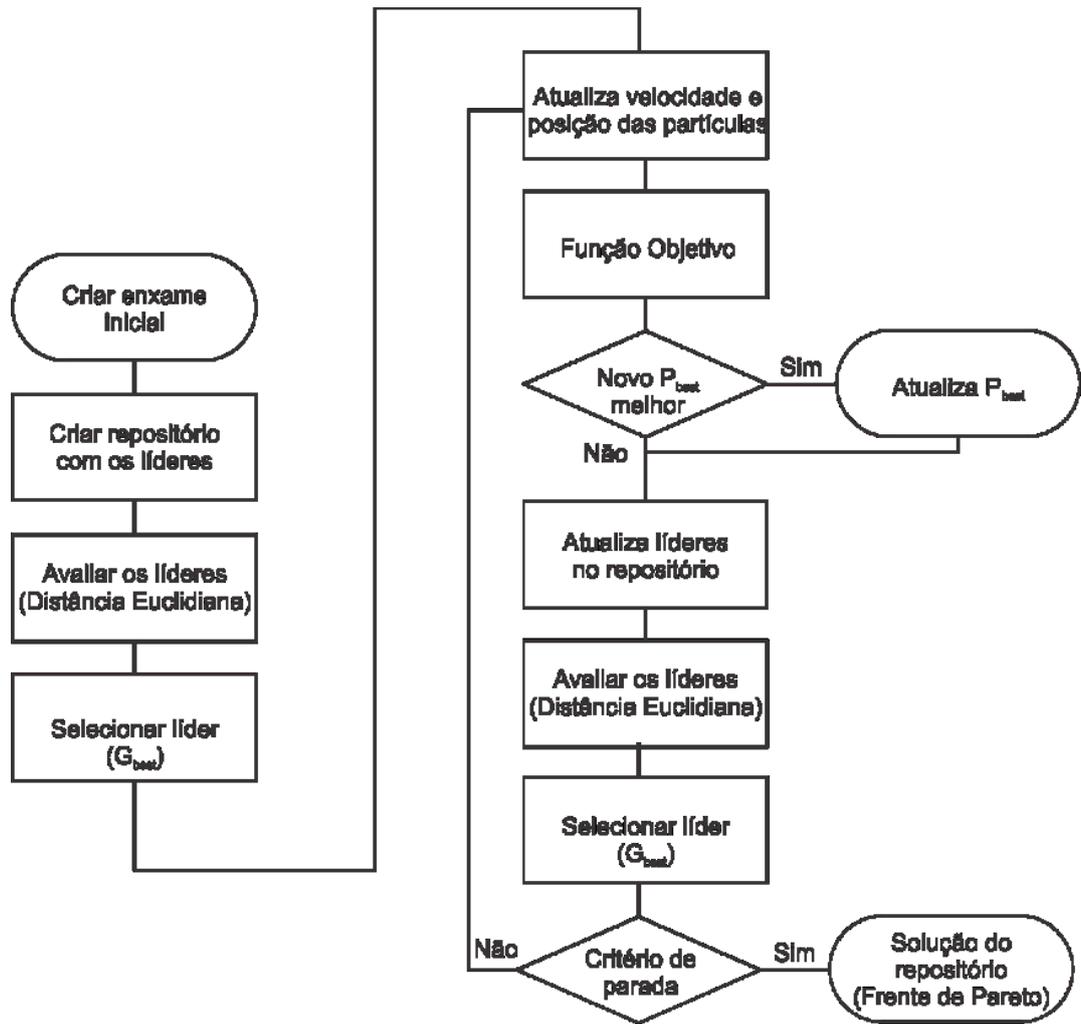
A partir do resultado que compõe a Frente de Pareto é selecionado o G_{best} , onde a técnica aplicada para a escolha do líder consiste na seleção do indivíduo com a menor distância euclidiana no espaço de objetivos.

O processo de atualizações prossegue na sequência e o algoritmo inicia uma nova iteração. O método é finalizado após ser atingida a quantidade estabelecida de iterações. A Figura 15 indica o fluxograma da técnica MOPSO implementada.

O resultado final do MOPSO indica o tempo para obtenção dos parâmetros que proporcionem a retirada da rede do estado de violação de tensão, os parâmetros que devem ser ajustados nos equipamentos de controle de tensão e o quanto, percentualmente, esse ajuste equivale da violação de tensão junto com as modificações da posição dos dispositivos.

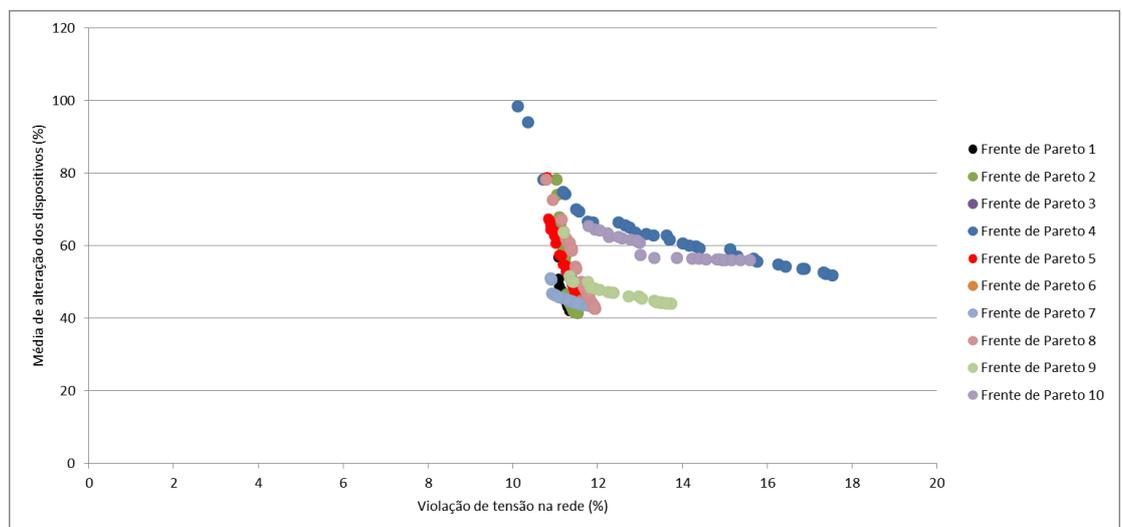
A cada execução do MOPSO desenvolvido é gerada uma nova Frente de Pareto, inclusive com a mesma especificação inicial para os *setpoints* dos dispositivos. Este fato ocorre devido à aleatoriedade dos parâmetros w_k , r_1 e r_2 . A Figura 16 apresenta a convergência da Frente de Pareto para distintas inicializações.

Figura 15 – Fluxograma do MOPSO proposto.



Fonte: Própria autora.

Figura 16 – Convergência das Frentes de Pareto.



Fonte: Própria autora.

6 SIMULAÇÕES E RESULTADOS – CASO REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

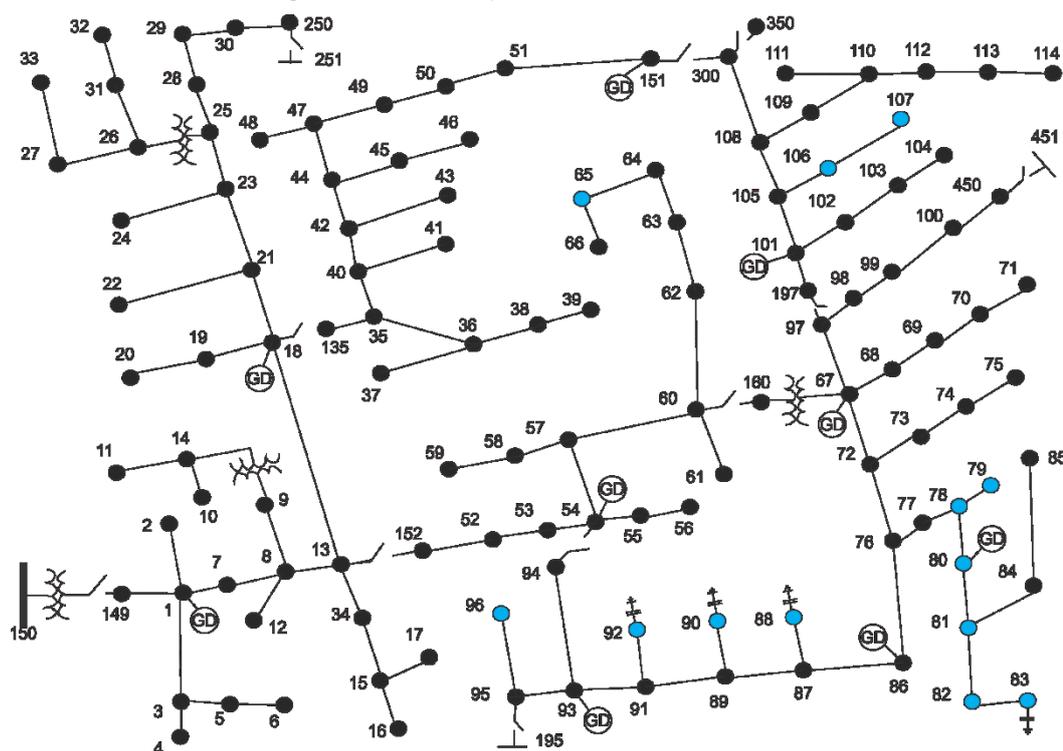
As simulações foram realizadas com o processador Intel® Core™ i3 3110M @2.40GHz, 64 bits, sistema operacional Windows 8.1, 4 GB de RAM, dois núcleos e quatro *threads*. A análise do fluxo de potência foi realizada através do *software* OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*, desenvolvido pela empresa norte americana EPRI – *Electric Power Research Institute* [60]. O OpenDSS foi escolhido como simulador por se tratar de um ambiente completo nas análises de redes de distribuição com geração distribuída, permitindo a execução de modos de solução próprios através de programa externo, com licença de código aberto e de grande aceitação em ambiente acadêmico, nas distribuidoras e no órgão regulador brasileiro.

O código do algoritmo de controle que interage com o OpenDSS foi realizado com a linguagem de programação *Python*. A rede teste utilizada foi a 123 barras do IEEE com algumas modificações. No *Python* todo o algoritmo foi desenvolvido e as configurações definidas a partir dos valores indicados pelo MOPSO são enviadas internamente para o OpenDSS, onde é calculado o fluxo de potência na rede de 123 barras do IEEE. O OpenDSS retorna o resultado do fluxo com as tensões em cada barramento e o algoritmo implementado em *Python* realiza as análises do percentual de violação de tensão nos barramentos e o percentual de alteração dos controles.

6.1.1 REDE TESTE DE 123 BARRAS DO IEEE

Algumas modificações foram feitas na rede teste de 123 barras do IEEE. A primeira alteração consistiu na retirada do transformador abaixador trifásico 4,16kV/380V, pois o sistema teste é desenvolvido no nível de tensão de 4,16 kV, não sendo expandido para redes de baixa tensão, como 380 V. A segunda alteração foi a substituição dos reguladores de tensão por transformadores OLTC, objetivando obter maior controle na mudança da configuração dos *tapes* através do OpenDSS. A última alteração foi a criação de 13 treze pontos de inserção de GD com energia solar fotovoltaica, totalizando 626 kW, com características definidas em [26]. Ao todo são monitoradas as tensões nos seguintes barramentos: 65, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 88, 90, 92, 96, 106 e 107. Estes barramentos são os mais impactados pelos controles considerados no trabalho. A Figura 17 representa a rede de 123 barras do IEEE modificada e em azul os barramentos monitorados.

Figura 17 – Localização das barras monitoradas e GDs.



Fonte: Própria autora.

São controlados os seguintes equipamentos:

- 13 unidades de geração distribuída fotovoltaica, aproximadamente 18% da potência ativa das cargas;
- 4 bancos de capacitores;
- 7 transformadores de potência.

Considerando que a proposta é a operação da rede de distribuição ativa em tempo real, no algoritmo foram definidas as posições iniciais das partículas de modo que o pior caso de violação do nível de tensão fosse observado. Assim, inicialmente todos os bancos de capacitores estão ligados, todos os transformadores de potência encontram-se na posição de tape número 32, o equivalente a 1,1 pu e todas as unidades fotovoltaicas estão injetando o máximo de potência ativa, com fator de potência unitário. Essa proposta foi adotada ao invés da inicialização aleatória, pois em tempo real é possível conhecer a configuração que a rede encontra-se através do sistema de supervisão e controle, com isso, quando o barramento estiver apresentando violação do limite de tensão, o MOPSO indicará uma nova configuração dos

parâmetros com referência ao posicionamento atual dos controles para que a violação seja sanada.

As simulações são formadas por 20 partículas em 20 iterações. Essa quantidade de iterações foi decidida com base na análise de convergência do método. O estudo consistiu na análise de dois cenários de carga. O primeiro cenário em regime normal, com os modelos de carga da rede 123 barras do IEEE e o segundo cenário no período de carga leve, sendo diminuídas as potências ativa e reativa de todas as cargas em 50%.

A rede teste utilizada no caso base possui nível de tensão superior a 1 kV, de modo que, segundo o seu limite definido pela ANEEL, deve permanecer entre 0,93 e 1,05 pu para ser considerado adequado.

Além disso, em todas as representações das Frentes de Pareto geradas nas simulações, formadas pelos pontos pretos, também foram apresentadas, em vermelho, as partículas dominadas ao longo do processo iterativo buscando indicar as movimentações no espaço de busca.

6.1.2 REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO – MOPSO COM 20 ITERAÇÕES

Aplicando o algoritmo com o MOPSO, em aproximadamente 156,28 segundos, obteve-se a Frente de Pareto indicada na Figura 18, com 21 possíveis soluções. Selecionando a solução G_{best} para análise, a simulação indicou como melhor resultado final que fosse alterada apenas a posição do tape do transformador da barra 150, passando-o para a posição de tape número 31 (1,09375 pu), não sendo feita intervenção nas GDs.

Portanto, com o resultado, considerando as premissas anteriores, ocorre no máximo cerca de 13,35% de violação de tensão no sistema. Considerando que o caso base, antes da aplicação do MOPSO, apresentava violação máxima de aproximadamente 13,98%, verifica-se que mesmo com poucas iterações foi possível reduzir o percentual de violação máxima da rede, confirmando a eficácia do objetivo proposto.

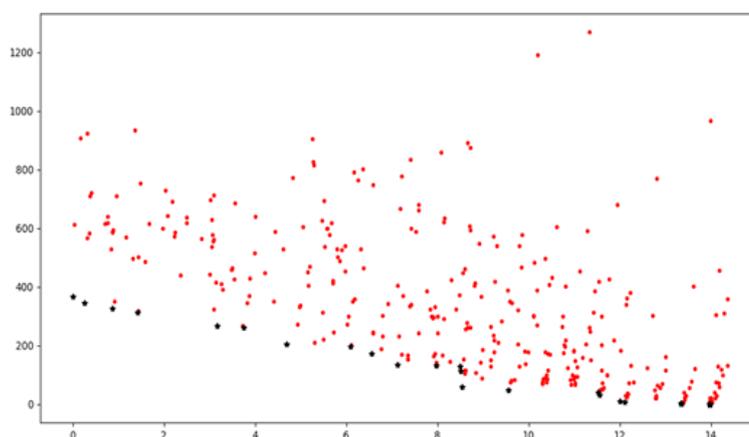
6.1.3 REGIME DE CARGA LEVE – MOPSO COM 20 ITERAÇÕES

Aplicando o algoritmo com o MOPSO, em aproximadamente 150,50 segundos, obteve-se a Frente de Pareto indicada na Figura 19, com 12 possíveis soluções. Selecionando a solução G_{best} para análise, a simulação indicou como melhor resultado final que fosse alterada

apenas a posição do tape do transformador da barra 150, passando-o para a posição de tape número 27 (1,06875 pu), não sendo feita intervenção nas GDs.

Portanto, com o resultado, considerando as premissas anteriores, ocorre no máximo cerca de 12,51% de violação de tensão no sistema. Considerando que o caso base, antes da aplicação do MOPSO, apresentava violação máxima de aproximadamente 15,79%, verifica-se que mesmo com poucas iterações foi possível reduzir o percentual de violação máxima da rede, confirmando a eficácia do objetivo proposto.

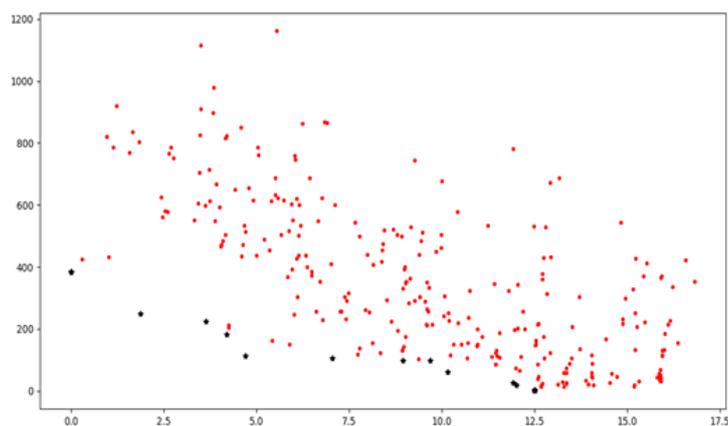
Figura 18 – Fronteira de Pareto do problema proposto na operação normal a partir do MOPSO com 20 iterações.



Eixo horizontal indica o percentual de violação de tensão na rede; Eixo vertical o percentual de alteração dos dispositivos da rede.

Fonte: Própria autora.

Figura 19 – Fronteira de Pareto do problema proposto na operação de carga leve a partir do MOPSO com 20 iterações.



Eixo horizontal indica o percentual de violação de tensão na rede; Eixo vertical o percentual de alteração dos dispositivos da rede.

Fonte: Própria autora.

Deste modo, é possível elencar vantagens e desvantagens da utilização desta ferramenta para a operação em tempo real de redes de distribuição ativas. As vantagens obtidas com o método são:

- Poucos parâmetros a definir, apenas número de iterações e quantidade de partículas;
- Não necessita da sensibilidade do programador e/ou operador para definição dos parâmetros quando comparado ao MOPSO original;
- Diversas soluções possíveis de serem escolhidas por parte do operador;
- Obtenção de respostas com rapidez, factível com a operação em tempo real;
- Obtenção de soluções que garantem a segurança do sistema;
- Não são aplicados pesos ao algoritmo, permitindo que qualquer tamanho ou tipo de rede possa ser simulada;
- Resultados obtidos conforme cenário em tempo real, contemplando possíveis casos não simulados em ambiente de planejamento.

As desvantagens verificadas na aplicação da ferramenta são:

- Necessidade de consulta de ferramentas adicionais, como consulta a previsores de carga ou regiões de segurança;
- Soluções distintas obtidas com a execução do MOPSO, não sendo possível garantir que sempre será formada a mesma Frente de Pareto;
- Pode ocorrer tendência, por parte do operador, no momento de escolher uma solução pertencente à Frente de Pareto. Por não serem aplicados pesos ao algoritmo, pode ocorrer do operador sempre escolher soluções que contenham ou não determinado controle de equipamento. Por exemplo, a solução que apresentar alteração no estado de linha de transmissão será a última a ser selecionada pelo operador, pois conforme o Procedimento de Rede esse equipamento é o último a ser alterado da rede.

7 SIMULAÇÕES E RESULTADOS – CASO REDE DE TRANSMISSÃO

As simulações foram realizadas com o processador Intel® Core™ i7 8565U @1.80GHz, 64 bits, sistema operacional Windows 10, 8 GB de RAM, quatro núcleos e oito *threads*. A análise do fluxo de potência foi realizada através da biblioteca *PandaPower*, que combina a biblioteca *Pandas* do *Python*, para análise dos dados, com o *PYPOWER*, destinado a resolver o fluxo de potência. O método de resolução do fluxo de potência é o Newton-Raphson. O *PandaPower* foi aplicado com sucesso em vários estudos de rede, bem como para fins educacionais [29].

A rede teste utilizada foi a PEGASE 2869, disponível na biblioteca do *PandaPower*. No *Python* todo o algoritmo foi desenvolvido e as configurações definidas a partir dos valores indicados pelo MOPSO são passadas para o *PandaPower*, onde é calculado o fluxo de potência, retornando as tensões em cada barramento e posteriormente, sendo analisados os percentuais de violação de tensão nos barramentos e alteração dos controles da rede.

7.1.1 REDE TESTE PEGASE 2869

A rede teste PEGASE - *Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation* é um projeto do 7º programa de *Framework* da União Europeia. Seu objetivo era desenvolver novas ferramentas para o controle em tempo real e o planejamento operacional da rede de transmissão pan-europeia. Apesar dos dados serem fictícios, os mesmos representam com precisão o tamanho e a complexidade da rede de transmissão europeia de extra alta tensão. Assim, eles podem ser usados para validar métodos e ferramentas [30]. A rede é formada por 2869 barramentos, conforme indicado na Figura 20. O nível de violação de tensão nos barramentos é indicado na Figura 21.

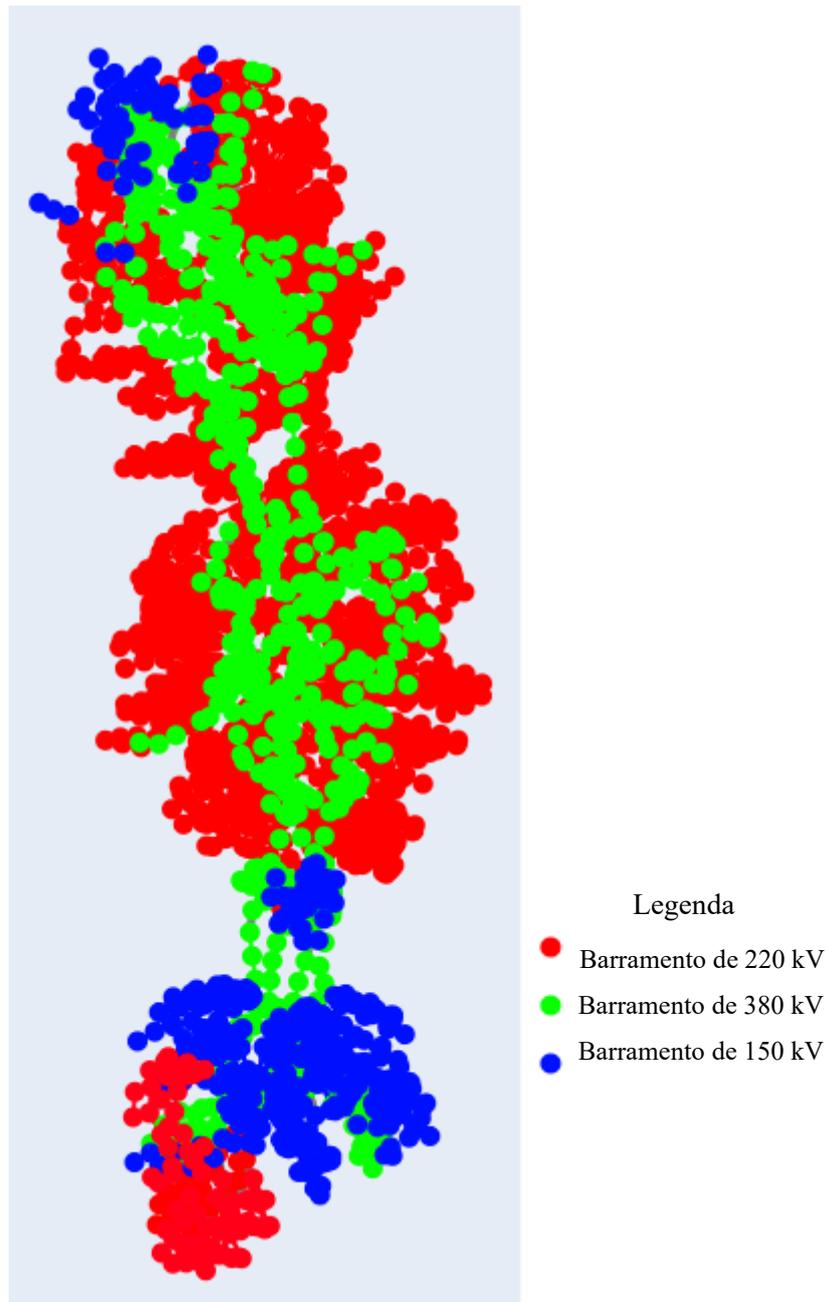
São controlados os seguintes equipamentos:

- 509 unidades geradoras;
- 2197 bancos de capacitores;
- 496 transformadores de potência.

Considerando que a proposta é a operação da rede de transmissão em tempo real, onde é possível conhecer a configuração que a rede encontra-se através do sistema de supervisão e

controle, foram definidas no algoritmo as posições iniciais das partículas, conforme Anexo A. Assim, quando o barramento estiver apresentando violação do limite de tensão, o MOPSO indicará uma nova configuração dos parâmetros com referência ao posicionamento atual dos controles para que a violação seja sanada.

Figura 20 – Rede PEGASE com 2869 barramentos.



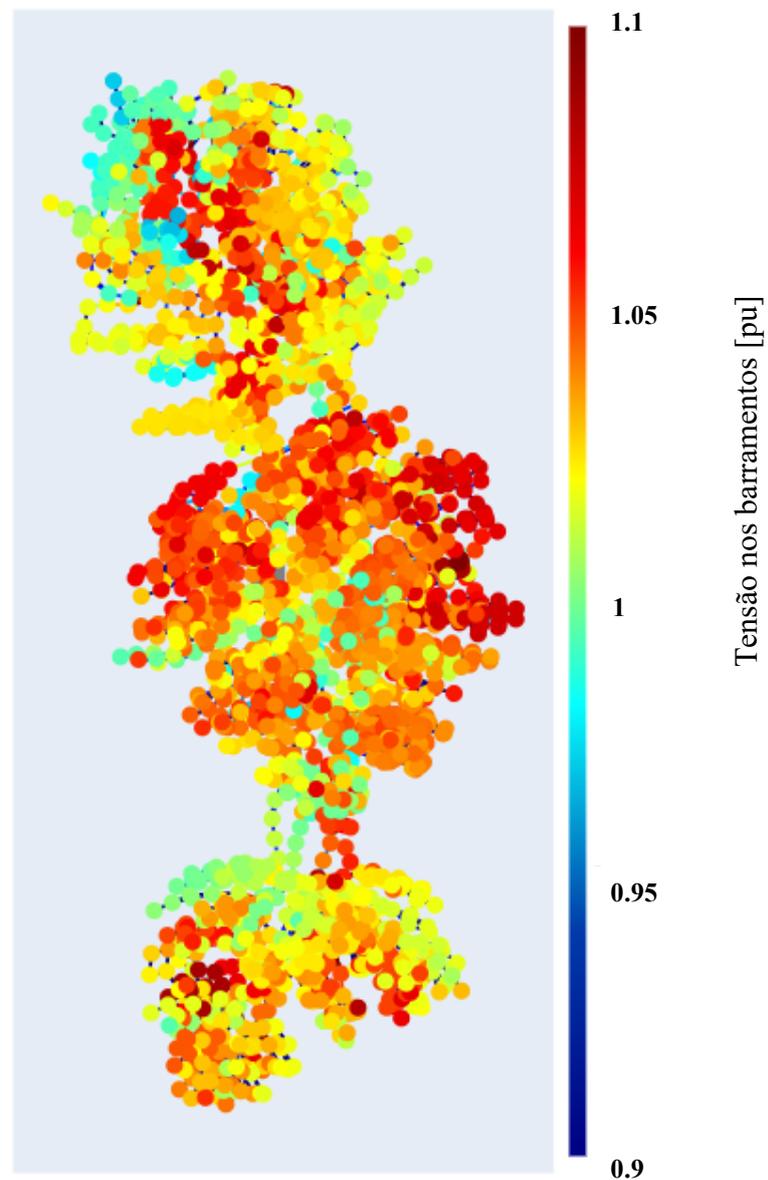
Fonte: Própria autora

As simulações são formadas por 20 partículas em 30 iterações. Essa quantidade de iterações foi decidida com base na análise de convergência do método, conforme Figuras 22 e

23. A rede teste utilizada no caso base possui nível de tensão de 220 e 380 kV. Fazendo uma analogia aos limites adotados pelo ONS, os valores devem permanecer entre 0,95 e 1,05 pu para não serem considerados uma violação de tensão. O estudo consistiu na análise de dois cenários de controle de tensão, sendo escolhidos para análise os pontos dos extremos da Frente de Pareto. A Figura 24 indica a Frente de Pareto obtida para a simulação. O tempo de processamento foi de aproximadamente 468,905 segundos.

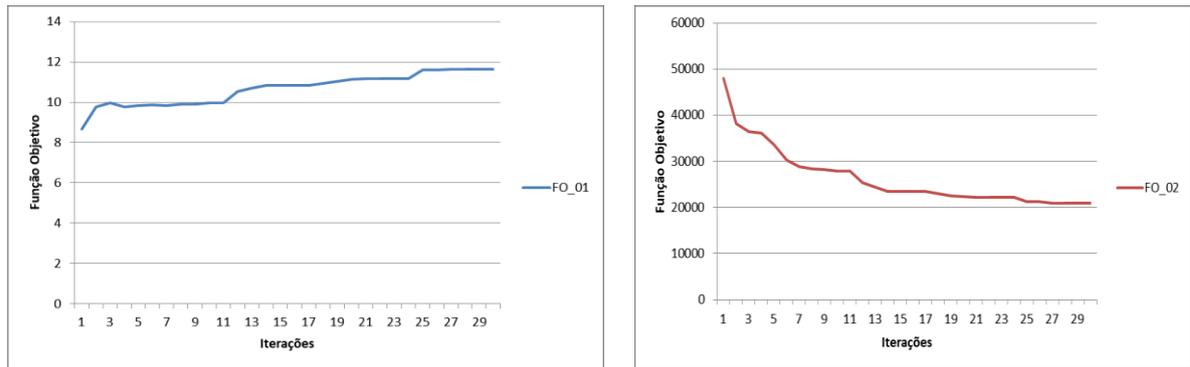
Além disso, em todas as representações das Frentes de Pareto geradas nas simulações, formadas pelos pontos pretos, também foram apresentadas, em vermelho, as partículas dominadas ao longo do processo iterativo buscando indicar as movimentações no espaço de busca.

Figura 21 – Nível de violação de tensão nos barramentos da rede PEGASE 2869.



Fonte: Própria autora

Figura 22 – Análise de convergência do método.



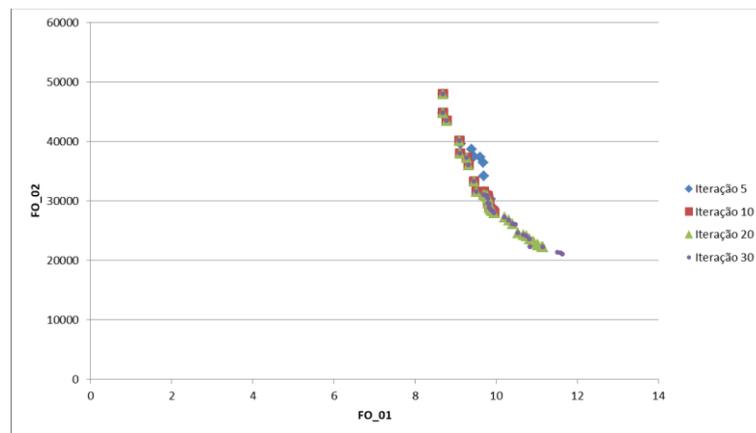
(a)

(b)

(a) Função Objetivo 01; (b) Função Objetivo 02.

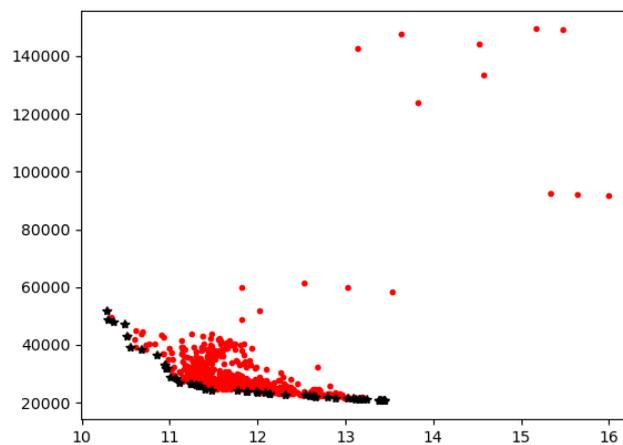
Fonte: Própria autora

Figura 23 – Frentes de Pareto formadas para cada análise de convergência do método.



Fonte: Própria autora

Figura 24 – Frente de Pareto gerada após definição de análise com 30 iterações.



Eixo horizontal indica o percentual de violação de tensão na rede; Eixo vertical o percentual de alteração dos dispositivos.

Fonte: Própria autora

A partir das análises realizadas para a rede PEGASE 2869, constatou-se que devido ao seu tamanho e quantidade de equipamentos, os percentuais de variação dos controles encontravam-se na ordem de grandeza 10^4 , enquanto que os percentuais de violação do nível de tensão encontravam-se na ordem de grandeza 10^1 . A fim de tornar as ordens de grandeza mais equivalentes, optou-se por normalizar os percentuais de alteração dos controles, ajustando a Equação (17) conforme apresentado nas Equações (22) a (25). A Figura 25 apresenta o resultado da normalização.

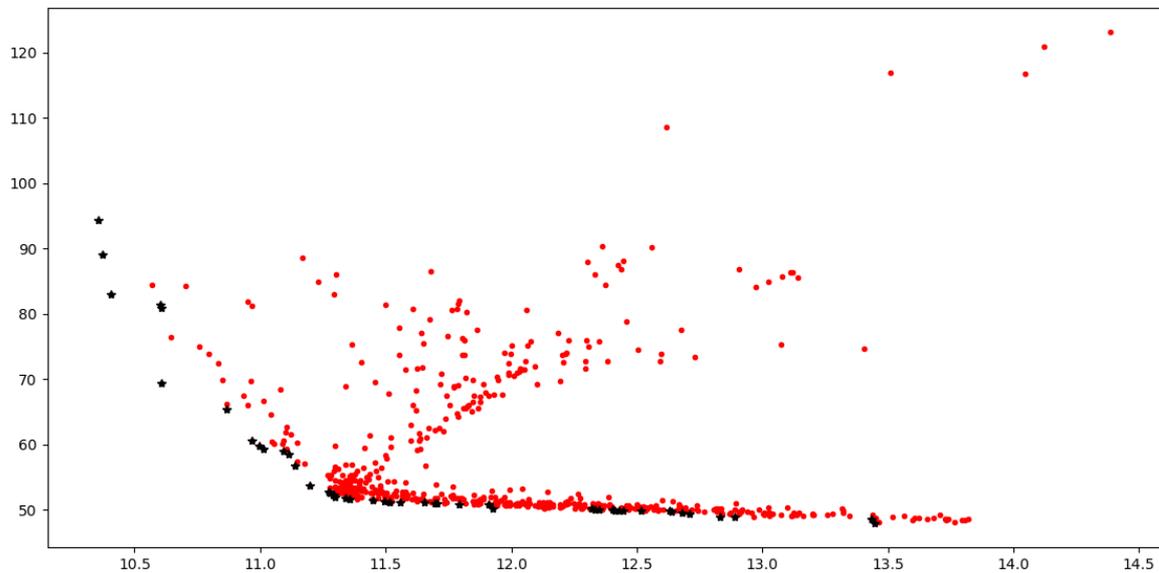
$$FO_2 = \Delta_{m\u00e9dia} Tape + \Delta_{m\u00e9dia} BC + \Delta_{m\u00e9dia} GER \quad (22)$$

$$\Delta_{m\u00e9dia} Tape = \frac{\sum_{i=1}^{N_{tape}} \Delta Tape_i}{\text{n\u00famero total de transformadores da rede}} \quad (23)$$

$$\Delta_{m\u00e9dia} BC = \frac{\sum_{i=1}^{N_{BC}} \Delta BC_i}{\text{n\u00famero total de bancos de capacitores da rede}} \quad (24)$$

$$\Delta_{m\u00e9dia} GER = \frac{\sum_{i=1}^{N_x} \Delta GER_i}{\text{n\u00famero total de unidades geradoras da rede}} \quad (25)$$

Figura 25 – Frente de Pareto com a normalização aplicada ao eixo de ajuste dos controles.



Eixo horizontal indica o percentual de violação de tensão na rede; Eixo vertical o percentual médio de alteração dos dispositivos.

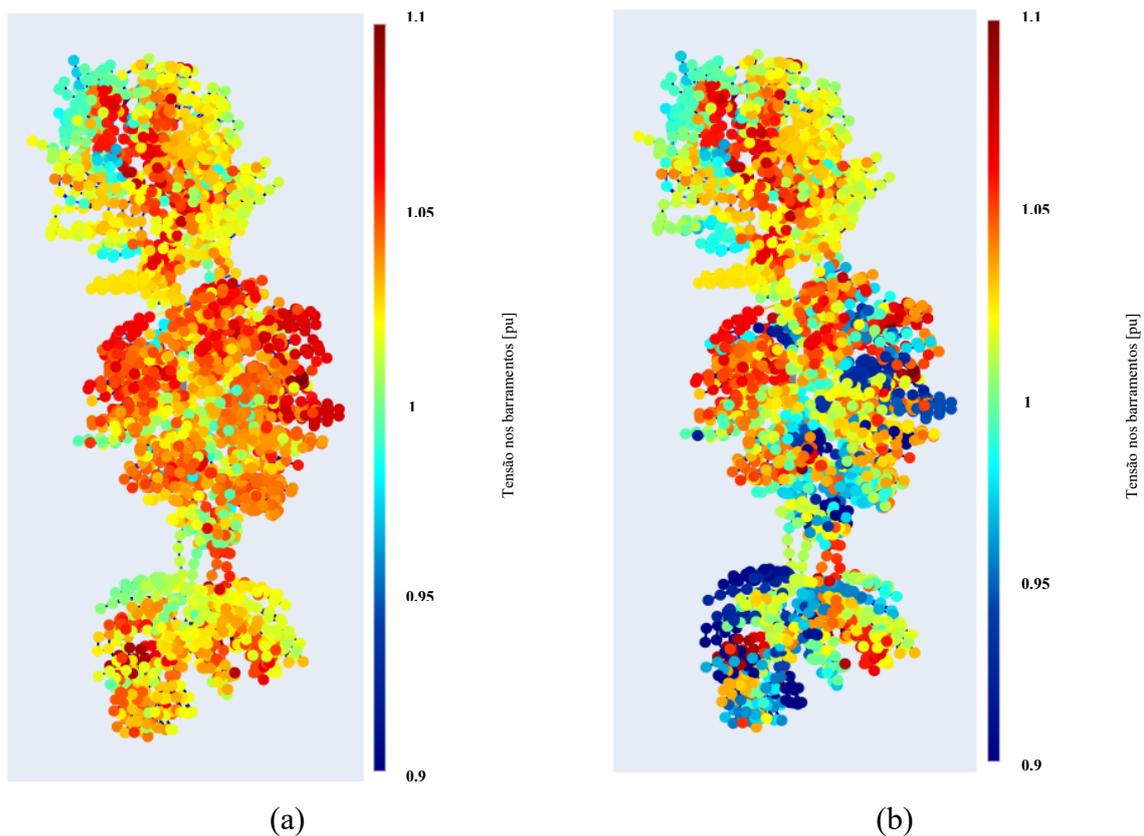
Fonte: Própria autora

7.1.2 CENÁRIO 1

O primeiro cenário possui a configuração dos controles de acordo com o G_{best} , caso com maior percentual violação de tensão nos barramentos, porém com o menor percentual médio de variação dos parâmetros da rede.

O resultado obtido para as Funções Objetivo foram os pontos (13,44; 48,02), ou seja, máxima violação de tensão de 13,44%. A configuração dos equipamentos da rede para esse cenário encontra-se no Anexo B. Anteriormente a rede apresentava 529 barramentos com violação superior do nível de tensão. Com a aplicação do MOPSO esse valor caiu para 414 barramentos. A Figura 26 compara o nível de tensão nos barramentos da rede antes e após a aplicação do MOPSO.

Figura 26 – Comparação do nível de tensão nos barramentos da rede, para o cenário 1.



(a) Nível de tensão na rede sem aplicação do MOPSO; (b) Nível de tensão na rede com aplicação do MOPSO

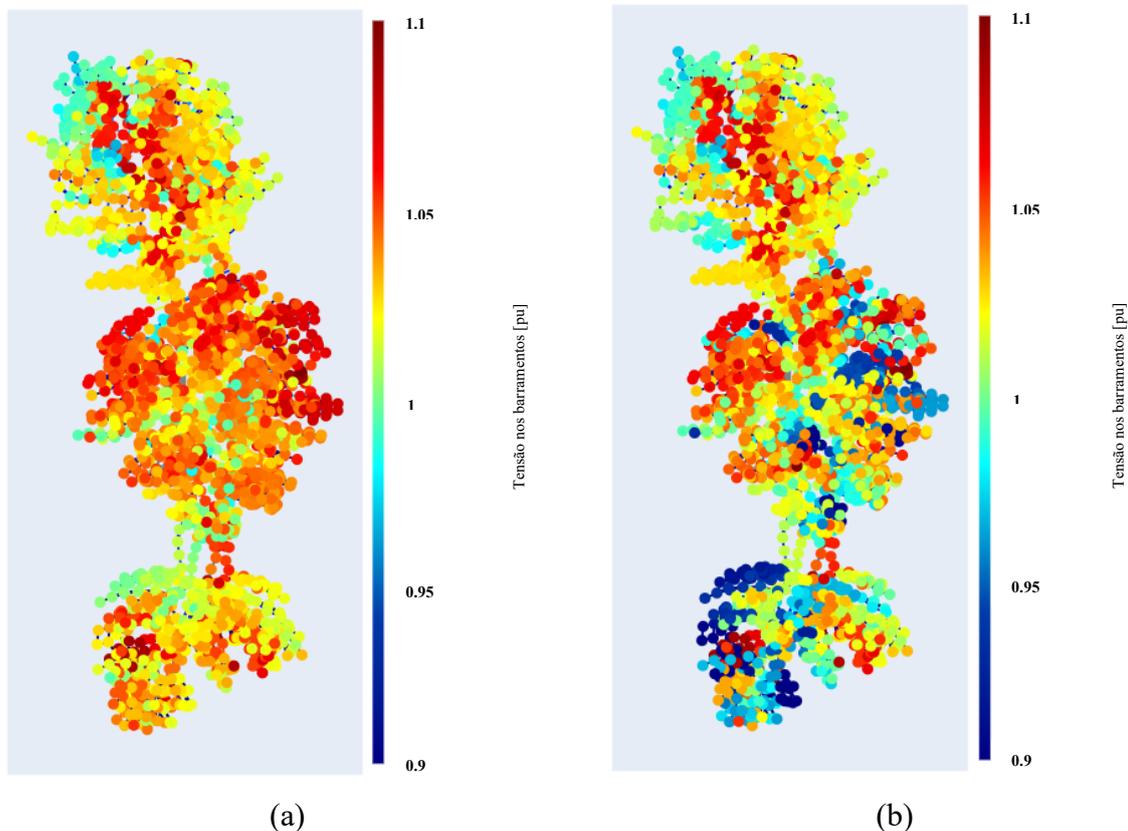
Fonte: Própria autora

7.1.3 CENÁRIO 2

O segundo cenário representa o caso oposto, com a configuração dos controles que tragam o menor percentual de violação de tensão nos barramentos, porém com o maior percentual médio de variação dos parâmetros da rede.

O resultado obtido para as Funções Objetivo foram os pontos (10,35; 94,42), ou seja, máxima violação de tensão de 10,35%. A configuração dos equipamentos da rede para esse cenário encontra-se no Anexo B. Anteriormente a rede apresentava 529 barramentos com violação superior do nível de tensão. Com a aplicação do MOPSO esse valor caiu para 418 barramentos, superior ao total de barramentos com violação encontrados para o cenário 1 (seção 7.1.2, com 414 barramentos). Todavia, todas essas violações são inferiores a 10,35%, ainda que ocorrendo em mais barramentos do que para o caso anterior onde as violações eram inferiores a 13,44%. Esta flexibilidade na escolha de parametrizações para os controles é uma das vantagens da presente proposta. A Figura 27 compara o nível de tensão nos barramentos da rede antes e após a aplicação do MOPSO.

Figura 27 – Comparação do nível de tensão nos barramentos da rede, para o cenário 2.

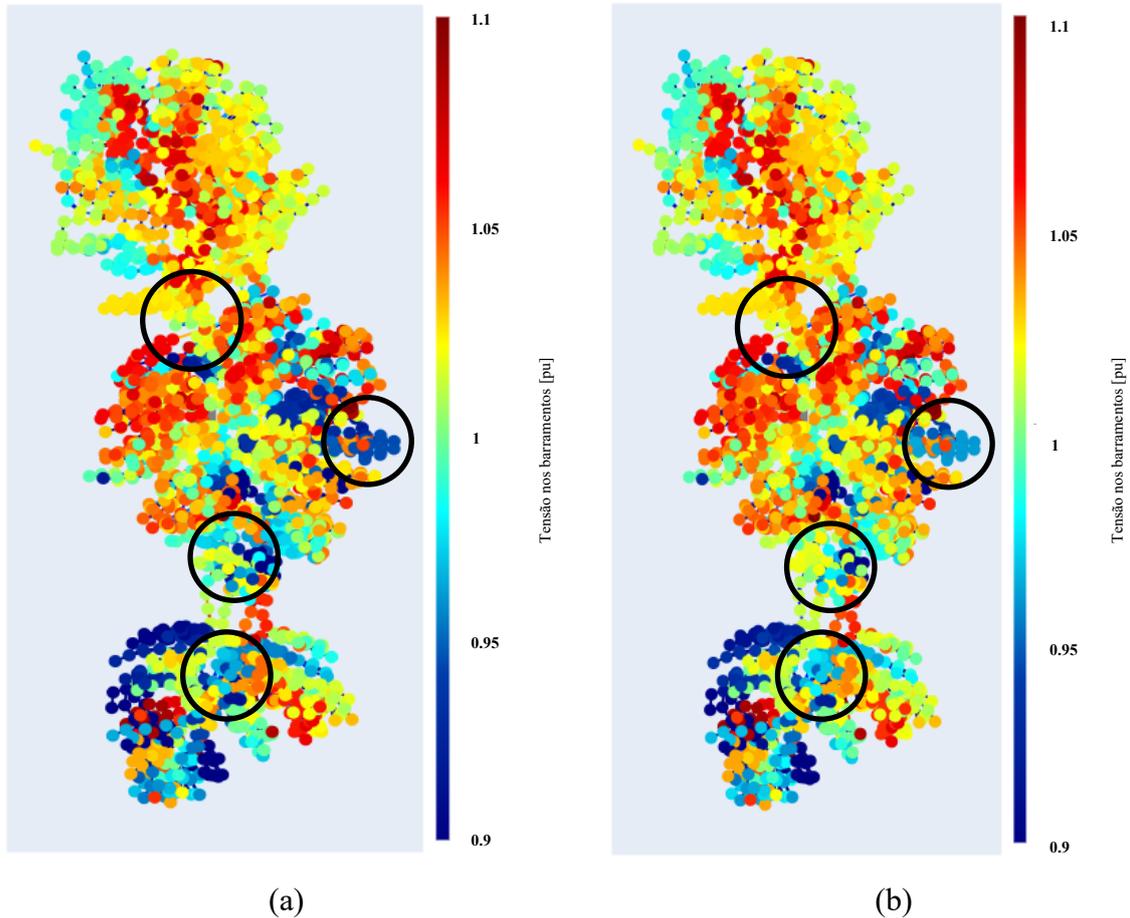


(a) Nível de tensão na rede sem aplicação do MOPSO; (b) E com aplicação do MOPSO

Fonte: Própria autora

A Figura 28 compara os resultados obtidos nos Cenários 1 e 2, indicando a mudança no nível de tensão de algumas áreas.

Figura 28 – Comparação dos resultados obtidos nos cenários 1 e 2.



(a) Nível de tensão na rede com aplicação do MOPSO, no cenário 1; (b) Nível de tensão na rede com aplicação do MOPSO, no cenário 2.

Fonte: Própria autora

8 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma estratégia automática baseada em otimização multiobjetivo para o controle de tensão em redes de transmissão e *microgrids* de distribuição em tempo real. A proposta consiste em um controle centralizado, que através da aplicação da inteligência computacional desenvolvida, permite ao operador do sistema tomar decisões em tempo real com maior assertividade.

Os resultados obtidos foram satisfatórios, sendo possível através do algoritmo desenvolvido em *Python* e com aplicação do MOPSO indicar quais ações de controle o operador deve aplicar ao sistema, levando em consideração a mínima variação em relação ao *status* atual dos controles. As análises contemplaram topologias de rede de distribuição e transmissão, de tamanhos e equipamentos para controle de tensão distintos. Além de minimizar os esforços de controle, ampliando a confiabilidade dos dispositivos de comutação, a estratégia proposta também procura minimizar eventuais ajustes nas unidades de GD, permitindo que as mesmas injetem na rede o máximo possível de potência ativa. Ainda que não anulem completamente as violações de tensão, os resultados que a técnica de inteligência artificial MOPSO indica como melhores ajustes dos parâmetros dos controles de tensão são obtidos em tempo factível para a operação em tempo real.

O MOPSO desenvolvido para operação em tempo real é uma ferramenta que pode ter melhor aplicabilidade se utilizada em conjunto com outras ferramentas. Por exemplo, se utilizada em conjunto com o Organon seria possível sugerir novos controles para pontos de operação específicos. Trabalhando com previsões, a metodologia poderia atuar de forma preditiva pois o tempo de processamento é bem rápido.

O MOPSO desenvolvido também proporciona outras vantagens para a operação em tempo real, tais como maiores possibilidades de escolha por parte do operador. Além disso, o MOPSO desenvolvido foi pensado para atuar de forma automática, tendo poucos parâmetros a definir. Não há necessidade de configuração prévia dos parâmetros de inércia, cognitivo e social, apenas é necessário escolher o tamanho da partícula e o número de iterações, parâmetros relacionados basicamente com o esforço computacional disponível para realização da otimização.

Não é o objetivo deste trabalho a obtenção de parâmetros ótimos e sim os que melhorem a segurança do sistema em tempo computacional compatível com aplicações em tempo real. Também foram verificadas algumas dificuldades na elaboração deste trabalho, como a ausência de disponibilidade de redes elétricas reais para simulações e estudos. Além

disso, o uso de *cluster* e programação paralela auxiliariam na obtenção dos resultados desejados de modo mais rápido.

Como trabalhos futuros, vislumbra-se contemplar na metodologia do MOPSO proposto a sequência de alteração nos controles conforme previsto em Procedimento de Rede, visto que já houve um estudo indicando uma determinada sequência a ser seguida para uma determinada situação de nível de tensão no sistema elétrico e ao incluir na função objetivo essa prioridade de controladores a serem alterados tem-se como resposta um número menor de ajustes nos equipamentos possíveis de serem alterados.

Outra linha de investigação é verificar o quanto a estratégia de controle desenvolvida contribuiria para o aproveitamento do potencial da capacidade instalada das GDs, sob a perspectiva de fornecimento de serviço ancilar. A linha de investigação consiste em partir da premissa que as unidades fotovoltaicas não precisam ter seu fator de potência limitado, no caso para fornecer o máximo de potência ativa e obter uma compensação de crédito maior, conforme legislação em vigor. Assim, ao tornar estas unidades fotovoltaicas como um novo recurso de potência reativa disponível para o controle de tensão, realizar a verificação do quanto a concessionária reduziria os custos de investimento em equipamentos adicionais de compensação reativa e o quanto os consumidores, proprietários dos sistemas fotovoltaicos, deixariam de ganhar no modelo de compensação de créditos. Com este levantamento seria possível indicar uma forma de compensação ou mesmo remuneração pelo uso da potência reativa, incentivando a prática de contratação de serviço ancilar nas redes de distribuição, semelhante ao que já é aplicado nas redes de transmissão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS. O Sistema Interligado Nacional. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>> Acesso em: 12 jul. 2020.
- [2] ANEEL. Aspectos Institucionais – Sistema Interligado Nacional. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_1_1.htm> Acesso em: 12 jul. 2020.
- [3] ONS. Extensão da Rede Básica de Transmissão. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>> Acesso em: 12 jul. 2020.
- [4] ONS. *Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - PAR Executivo, 2019-2023.*
- [5] ONS. Mapa do Sistema de Transmissão – Horizonte 2024. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>> Acesso em: 12 jul. 2020.
- [6] ONS. *Relatório da Síntese da Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão – Maio/2020.*
- [7] ONS. O que é o ONS. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>> Acesso em: 12 jul. 2020.
- [8] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: 19 jul. 2020.
- [9] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 10.7: Controle da Transmissão em Operação Normal. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: 19 jul. 2020.
- [10] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 18.2: Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais. Disponível em < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acesso em: 19 jul. 2020.
- [11] ONS. Indicadores de Desempenho do ONS - Indicador de Atendimento ao Limite de Desempenho da Tensão em Regime Permanente - ADTP. Disponível em <http://www.ons.org.br/Paginas/sobre-ons/indicadores-ons/indicador_ADTP.aspx> Acesso em: 19 jul. 2020.
- [12] ONS. CD-CT.SE.4SP.03 - Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão da Área 440/230 kV São Paulo. Disponível em

<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>> Acesso em: 19 jul. 2020.

[13] ONS. IO-ON.SE.4SP - Operação Normal da Área 440/230 kV de São Paulo. Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>> Acesso em: 19 jul. 2020.

[14] Mercados de Energia Consultoria, GESEL, USP, GEPEA e CPFL. *Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente, outubro de 2014.*

[15] IEA – International Energy Agency. *Germany 2020 – Energy Policy Review.*

[16] Clean Energy Wire. Set-up and challenges of Germany's power grid. Disponível em <<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/set-and-challenges-germanys-power-grid>> Acesso em: 23 jul. 2020.

[17] ZARO, Fouad; ABIDO, Mohammad. *Multi-Objective Optimal Power Flow.* Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2010. 89 p.

[18] ARROYO, José Elias Claudio. *Heurísticas e Metaheurísticas para Otimização Combinatória Multiobjetivo.* São Paulo, 2002. 227 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia de Sistemas, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2002.

[19] PENNA, L.D.; QUADROS, M. A.; TICON, S. D.; et al. *Utilização da Ferramenta Organon nos Processos do ONS.* XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia elétrica, 2011, Santa Catarina.

[20] FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. Grids and Grid Expansion - An electricity grid for the energy transition. Disponível em <https://www.bmwi.de/Navigation/EN/Topic/topic.html?cl2Categories_LeadKeyword=netze-und-netzausbau> Acesso em: 02 ago. 2020.

[21] 50HERTZ. Purpose of system control. Disponível em <<https://www.50hertz.com/en/Grid/Systemcontrols>> Acesso em: 02 ago. 2020.

[22] FERC. Electric Power Markets. Disponível em <<https://www.ferc.gov/industries-data/market-assessments/overview/electric-power-markets>> Acesso em: 02 ago. 2020.

[23] PJM – *Manual 03 – Transmission Operations, revision 57.*

[24] REZENDE, Jaqueline Oliveira. *Geração Distribuída: Legislação Brasileira, Perspectivas e Estudos de Caso via ATP.* Uberlândia, 2015. 132 f. Dissertação (Mestrado em

Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.

[25] L'ABBATE, Angelo; FULLI, Gianluca; et al. *Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration*. JRC Scientific and Technical Reports, 2008. 90 p.

[26] SANTOS, Tayná F. *Otimização Multiobjetivo para Controle de Tensão em Microrredes*. Rio de Janeiro, 2018. 84 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2018.

[27] JANCAUSKAS, Vytautas. *Evaluating the performance of multi-objective particle swarm optimization algorithms*. Vilnius, 2016. 211 f. Tese (Doutorado em Ciências Físicas, Informática), Vilnius University, Vilnius, 2016.

[28] University of Kassel e Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology (IWES). *PandaPower – Convenient Power System Modelling and Analysis based on PYPOWER and pandas, 2017*. 167 p.

[29] THURNER, Leon; SCHEIDLER, Alexander; et al. *Pandapower – An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, n. 6, p. 6510-6521, 2018.

[30] JOSZ, Cédric; FLISCOUNAKIS, Stéphane; et al. *AC Power Flow Data in MATPOWER and QCQP format: iTesla, RTE Snapshots, and PEGASE*. arXiv preprint arXiv:1603.01533, 2016.

[31] COELLO, Carlos. A. Coello; et al. *Particle Swarm Optimization With a Balanceable Fitness Estimation for Many-Objective Optimization Problems*. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 22, n. 1, p. 32-46, 2018.

[32] EBERHART, Russell; and KENNEDY James. *A New Optimizer Using Particle Swarm Optimization Theory*. Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, pp. 39-43, 1995.

[33] SCHARDONG, Andre. *Aplicação de Algoritmos Evolucionários à Gestão Integrada de Sistemas de Recursos Hídricos*. São Paulo, 2011. 185 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

[34] NGUYEN, Long; et al. *Performance Measurement for Interactive Multi-objective Evolutionary Algorithms*. Seventh International Conference on Knowledge and Systems Engineering, pp. 302-305, 2015.

[35] MASSA, Giovanni; et al. *Dispersed Voltage Control in Microgrids*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, n. 5, p. 3950-3960, 2016.

- [36] LOPES, João Abel Peças; et al. *Operation of Multi-Microgrids*. Microgrids: Architectures and Control. John Wiley & Sons. First Edition. 2014.
- [37] ANEEL. Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída. Disponível em < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877> Acesso em: 09 ago. 2020.
- [38] CAPITANESCU, Florin; et al. *A Comprehensive Centralized Approach for Voltage Constraints Management in Active Distribution Grid*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, n. 2, p. 933-942, 2013.
- [39] VALVERDE, Gustavo; et al. *Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Network*. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, n. 4, p. 2152-2161, 2013.
- [40] ZIADI, Zakaria; et al. *Optimal scheduling and Real Time Voltage Control Method for Unbalanced Distribution Systems*. IEEE International Conference on Industrial Technology, pp. 559-564, 2014.
- [41] SUMMERS, Adam; et al. *A Comparison of DER Voltage Regulation Technologies Using Real-Time Simulations*. Energies 2020, 13, 3562.
- [42] STOCK, David Sebastian; et al. *Optimal Control of Wind Farms for Coordinated TSO-DSO Reactive Power Management*. Energies 2018, 11, 173.
- [43] HASAN, Eman O.; et al. *Optimal coordination of voltage control devices in distribution systems connected to distributed generations*. Electrical Engineering 2019.
- [44] RAMOS, Jose L. Martínez; et al. *Provision of Ancillary Services by a Smart Microgrid: An OPF Approach*. International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, 2018.
- [45] PADILHA, Lucas Nery. *Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos*. São Carlos, 2010. 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.
- [46] SANTOS, Conrado Fleck dos. *Uma Contribuição ao Controle para Estabilização de Conversores em Microrredes de Energia Utilizando o Conceito de Máquina Síncrona Virtual*. Alegrete, 2016. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2016.
- [47] NETO, Aimé Fleury de Carvalho Pinto. *Avaliação dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição de Baixa Tensão*. São Paulo, 2016. 109 f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

- [48] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, a partir de 01 de janeiro de 2018.*
- [49] ANEEL. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.*
- [50] ANEEL. *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por Classe de Consumo.* Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp> Acesso em: 20 dez. 2017.
- [51] ANEEL. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.*
- [52] SOUZA, Jeane Silva de. *Dimensionamento Ótimo de Painéis Fotovoltaicos usando Enxame de Partículas Modificado para Reduzir as Perdas de Energia e Melhorar o Perfil de Tensão.* João Pessoa, 2016. 122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2016.
- [53] ESMIN, Ahmed Ali Abdalla. *Estudo da Aplicação do Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas na Resolução de Problemas de Otimização Ligados ao SEP.* Itajubá, 2005. 100 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- [54] MORAES, Antonio de Oliveira Samel. *Desenvolvimento e Implementação de Versões Paralelas do Algoritmo do Enxame de Partículas em Clusters Utilizando MPI.* Rio de Janeiro, 2011. 154 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [55] TRAVESSA, Sheila Santisi. *Uso de Redes Neurais Artificiais como Metamodelo na Otimização por Algoritmo PSO em Problemas de Mapeamento Eletromagnético de Ambientes.* Santa Catarina, 2017. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2017.
- [56] COSTA, Luis Manuel Pereira da. *Desenvolvimento e Aplicação do Algoritmo Enxame de partículas na Determinação da Máxima Injeção Nodal em Redes de Energia Elétrica.* Lisboa, 2014. 142 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Informática e de Computadores, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2014.
- [57] JUNIOR, Olacir Rodrigues Castro. *Algoritmos de Nuvem de Partículas e a Otimização com muitos Objetivos.* Curitiba, 2013. 86 f. Dissertação (Mestrado em Informática) – Programa de Pós-Graduação em Informática, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.
- [58] ZARO, Fouad; ABIDO, Mohammad. *Multi-Objective Optimal Power Flow.* Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2010. 89 p.

[59] MEDEIROS, Hudson Geovane de. *Investigação sobre Técnicas de Arquivamento para Otimizadores Multiobjetivos*. Natal, 2016. 205 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas e Computação) – Programa de Pós-Graduação em Sistemas e Computação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

[60] EPRI. *Reference Guide the Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. 2016. 184 p.

**ANEXO A – CONFIGURAÇÃO INICIAL DOS CONTROLES DA REDE DE
TRANSMISSÃO**

Unidades Geradoras				Transformadores		Capacitores	
Barramento (Número)	Potência (MW)	Máx.Pot. (MW)	Mín.Pot. (MW)	Barramento: Lado de alta (Número)	Tape (Posição)	Barramento (Número)	Estado
8	8	16,2	0	2801	0.9	25 Demais	Desligado Ligados
9	10	5,38	0	2801	0.9		
88	975,9	1600	533,33	760	0.9		
598	573,68	912,78	312,78	1609	0.9		
600	1526	1600	533,33	1804	0.9		
605	246	300	0	1804	0.9		
607	-31,18	100	-41,57	1804	0.9		
611	115,5	472,16	39,35	2320	1.1		
617	-17,02	100	-22,7	2320	1.1		
620	31	40	0	1018	1.1		
632	141,6	180	0	1331	1.1		
640	576	600	200	2452	1.1		
642	855,6	1000	333,33	2452	1.1		
100	83,7	120	0	430	0.9		
646	836,2	2000	666,67	259	0.9		
658	176	200	0	259	0.9		
661	33,9	40	0	1818	0.9		
663	1063,5	1200	400	1818	0.9		
665	1269,4	1500	500	1818	0.9		
677	498,4	600	200	369	1.1		
685	-121,3	100	-161,73	369	1.1		
690	7,9	16,12	0	1019	0.9		
691	-53,29	100	-71,05	1187	1.1		
693	204,3	300	100	1807	0.9		
106	1250,4	2000	666,67	531	0.9		
695	-83,5	100	-111,33	1807	0.9		
702	-38,45	100	-51,26	1807	0.9		
708	362	500	166,67	2060	1.1		
712	38,9	119,3	0	2060	1.1		
715	110,5	200	0	707	1.1		
729	431,2	600	200	222	1.1		
737	78,2	80	0	222	1.1		
749	67,3	409,09	0	222	1.1		
751	-320,4	100	-427,2	849	1.1		
753	-100,5	100	-134	849	1.1		
115	69	120	0	88	1.1		
754	-43,2	100	-57,6	88	1.1		
761	1367	2000	666,67	2714	1.1		
767	37,79	80	0	931	0.9		
769	46,8	80	0	50	1.1		
774	31,8	80	0	2448	1.1		
776	286,5	360	0	2448	1.1		
784	3,85	234,52	0	2169	1.1		
793	54,3	120	0	2169	1.1		
802	411,2	600	200	2037	1.1		
807	76,48	160	0	199	0.9		
121	231	280	0	2037	1.1		
811	1367	2000	666,67	2268	0.9		
814	1897	2000	666,67	1231	1.1		
817	41,92	120	0	2533	1.1		
820	308,31	700	200	2533	1.1		

821	144,9	180	0	543	1.1
825	-72,9	100	-97,2	543	1.1
834	77,6	196,72	0	1106	1.1
849	575,4	900	300	1106	1.1
854	1221,2	2000	666,67	1145	0.9
858	-95,1	100	-126,8	1871	1.1
130	83,1	120	0	336	1.1
859	66,8	160	0	336	1.1
860	1048,2	1200	400	336	1.1
866	1250,4	2000	666,67	1538	1.1
867	71,8	80	0	2296	0.9
870	80,7	120	0	2296	0.9
871	31,6	40	0	2296	1.1
877	126	160	0	2154	0.9
882	4,5	9,05	0	830	0.9
884	8,95	214,86	0	830	0.9
885	60,9	120	0	875	1.1
132	-40,35	100	-53,8	1383	1.1
889	-223,4	100	-297,87	254	0.9
893	20,9	40	0	2298	0.9
906	53,2	80	0	2298	1.1
908	3,4	6,83	0	1118	1.1
911	-222,1	100	-296,13	1118	1.1
927	46,6	493,35	0	2377	1.1
933	162,5	200	0	2377	1.1
939	855,7	1000	333,33	2219	0.9
945	210,4	400	133,33	1401	1.1
967	-20,3	100	-27,07	1401	1.1
136	260,1	540	0	1401	0.9
968	38,6	40	0	1401	1.1
973	85,54	240	0	2550	1.1
974	-136,3	100	-181,73	2550	1.1
978	-31,34	100	-41,79	406	1.1
979	9	18,41	0	406	1.1
980	33,9	206,86	0	113	0.9
986	98,7	120	0	113	0.9
995	416,7	540	0	2107	0.9
1001	-107,4	100	-143,2	2085	1.1
1005	13	420	0	2858	0.9
144	-107,4	100	-143,2	2858	0.9
1007	-42,3	100	-56,4	31	0.9
1024	326,4	500	166,67	976	0.9
1028	861,3	1000	333,33	2242	0.9
1030	-26,48	100	-35,3	2242	0.9
1034	-45,5	100	-60,67	258	0.9
1035	-600	630	-630	258	0.9
1039	56,8	80	0	1070	0.9
1041	19,07	80	0	1143	0.9
1043	44,5	135,27	0	1070	0.9
1051	2,4	120	0	1070	0.9
152	539,4	600	200	268	0.9
1059	171,3	180	0	219	0.9
1060	53,7	120	0	219	0.9
1067	521	1200	400	1908	0.9
1084	-370,8	100	-494,4	1908	0.9
1097	829,8	900	300	2849	0.9
1111	15,88	80	0	2849	0.9
1114	539	600	0	427	0.9
1115	-321,8	100	-429,07	1867	0.9
1116	-88,4	100	-117,87	2520	0.9
1117	50,8	80	0	427	0.9

11	34,3	40	0	427	0.9
169	-51,67	100	-68,89	995	0.9
1127	-125,4	100	-167,2	995	0.9
1131	202,03	300	0	1649	0.9
1133	54,97	160	0	1649	0.9
1136	16,4	66,09	0	1553	0.9
1141	-26,2	100	-34,93	1553	0.9
1143	1097,4	2000	666,67	2308	0.9
1144	861,2	1000	333,33	2308	0.9
1150	424,5	600	200	2802	0.9
1154	5,2	6,2	0	1695	0.9
1155	239,6	300	100	878	0.9
173	-270	100	-360	900	0.9
1156	164,4	420	0	900	0.9
1158	-12,58	100	-16,78	1396	0.9
1161	40,4	80	0	819	0.9
1165	1146,3	1200	400	1098	0.9
1171	854,7	1200	400	1105	0.9
1183	90,6	120	0	1105	0.9
1184	85,4	240	0	708	0.9
1188	257	700	233,33	741	0.9
1194	292	400	133,33	741	0.9
1195	837,3	900	300	595	0.9
185	38,2	40	0	29	0.9
1198	-22,95	100	-30,6	1090	0.9
1206	855,6	1000	333,33	1090	0.9
1207	-25,1	100	-33,47	958	0.9
1216	-21,27	100	-28,37	1913	0.9
1224	-27,1	100	-36,13	684	0.9
1234	-134,5	100	-179,33	1432	0.9
1237	229,9	300	100	1432	0.9
1239	44,6	80	0	1432	0.9
1250	109,2	120	0	1722	0.9
1253	89,5	200	0	1722	0.9
186	379,2	480	160	1722	0.9
1255	399,3	500	166,67	1722	0.9
1261	-76,9	100	-102,53	380	0.9
1270	366,1	600	0	380	0.9
1282	41	80	0	773	0.9
1284	59,6	80	0	773	0.9
1286	67,5	120	0	2416	0.9
1298	710,7	800	266,67	2416	0.9
1303	767,4	900	300	2416	0.9
1306	-48,16	100	-64,21	1543	0.9
1324	28	40	0	1543	0.9
187	670,3	800	266,67	1551	0.9
1329	515,39	600	200	231	0.9
1332	251	420	0	1157	0.9
1346	60,2	80	0	1157	0.9
1347	152,4	180	0	1157	0.9
1349	1334,3	2700	800	1157	0.9
1350	-52,5	100	-70	2075	0.9
1364	115,36	300	100	2075	0.9
1365	-129,1	100	-172,13	2864	0.9
1374	861,3	1000	333,33	2470	0.9
1378	14,7	60,24	0	2470	0.9
190	152,4	180	0	1006	0.9
1382	-11,23	100	-14,98	1006	0.9
1388	861,3	1000	333,33	648	0.9
1390	35,2	80	0	648	0.9
1400	-171,8	100	-229,07	1426	0.9

1419	-30,39	100	-40,51	671	0.9
1422	-545,7	100	-727,6	1739	0.9
1433	68	80	0	1739	0.9
1440	101,62	300	0	874	0.9
1442	-78,9	100	-105,2	1409	0.9
1443	-116	100	-154,67	1409	0.9
191	-46,2	100	-61,6	555	0.9
1452	541	900	300	555	0.9
1454	93,2	281,85	0	555	0.9
1478	78	200	0	785	0.9
1479	16	65,3	0	785	0.9
1481	805,5	900	300	1564	0.9
1483	861,3	1000	333,33	1854	0.9
1491	-26,08	100	-34,77	1854	0.9
1492	855,6	1000	333,33	2618	0.9
1493	10,3	10,46	0	2330	0.9
1498	6,8	13,63	0	2326	0.9
193	63,33	276,09	0	2326	0.9
1499	239,6	300	100	2518	0.9
1500	88,8	160	0	2326	0.9
1511	-40,3	100	-53,73	788	0.9
1516	18,56	80	0	740	0.9
1522	41,69	80	0	2677	0.9
1526	20,2	102,79	0	2677	0.9
1530	385,4	500	166,67	472	0.9
1535	-12,57	100	-16,77	472	0.9
1537	40,84	120	0	475	0.9
1538	961	1200	400	2527	0.9
205	37,4	80	0	2527	0.9
1541	83,2	420	0	2527	0.9
1549	54,3	220,12	0	1217	0.9
1554	49,4	80	0	1217	0.9
1555	-155,1	100	-206,8	1381	0.9
1561	83,48	160	0	1381	0.9
1562	13,3	40,68	0	1381	0.9
1563	1008,3	1200	400	339	0.9
1564	542	600	0	2825	0.9
1567	276,42	360	0	2023	0.9
1571	21,1	21,23	7,08	2023	0.9
206	-21,65	100	-28,86	1867	0.9
1575	-52,51	100	-70,01	1699	0.9
1578	75,6	120	0	2181	0.9
1583	1713,6	2000	666,67	2181	0.9
1591	-87,6	100	-116,8	2181	0.9
1608	106,8	160	0	2129	0.9
1609	-1344,4	100	-1792,53	2129	0.9
1622	119,4	120	0	2129	0.9
1624	-193,9	100	-258,53	320	0.9
1628	332,54	360	0	320	0.9
1632	152,3	1689,14	51,19	1634	0.9
14	-144,5	100	-192,67	1634	0.9
210	274,8	300	100	1699	0.9
1638	-54,78	100	-73,05	2861	0.9
1644	-159	100	-212	2861	0.9
1648	10,8	32,74	0	2861	0.9
1655	19,59	40	0	1124	0.9
1658	1250,6	2000	666,67	1351	0.9
1663	-395,8	100	-527,73	1351	0.9
1665	219,5	240	0	2323	0.9
1675	181,1	240	0	2323	0.9
1685	43,4	80	0	2750	0.9

1688	18,5	93,47	0	2750	0.9
215	16	65,3	0	1685	0.9
1691	1368,6	2000	666,67	1685	0.9
1692	56,8	249,06	0	1685	0.9
1693	861,3	1000	333,33	1684	0.9
1694	-96,4	100	-128,53	1684	0.9
1695	3424,8	4000	1333,33	1892	0.9
1701	75,62	160	0	462	0.9
1708	173	200	0	462	0.9
1709	21,5	40	0	2394	0.9
1715	57,6	80	0	462	0.9
1739	229,8	240	0	2331	0.9
224	465,7	500	166,67	2331	0.9
1741	128	160	0	2132	0.9
1743	294,54	600	100	1610	0.9
1744	16,6	67,76	0	2325	0.9
1755	837	1200	400	1290	0.9
1759	18,5	95,98	0	1290	0.9
1763	84,5	85,14	28,38	2394	0.9
1776	1102,83	1800	600	2537	0.9
1778	63,55	240	0	2537	0.9
1787	181,2	440	146,67	2537	0.9
1789	-74,21	100	-98,94	1284	0.9
227	198,88	240	0	1284	0.9
1790	404,6	500	166,67	1284	0.9
1791	262,6	600	100	1797	0.9
1792	13,2	39,98	0	1797	0.9
1794	-179,4	100	-239,2	1797	0.9
1801	305,7	480	160	2553	0.9
1806	60	80	0	2553	0.9
1824	-74,9	100	-99,87	737	0.9
1833	127,57	360	0	737	0.9
1834	1221,2	2000	666,67	2501	0.9
1837	-102,5	100	-136,67	2501	0.9
229	65,9	300	0	1079	0.9
1840	854,6	1200	400	1466	0.9
1842	-87,3	100	-116,4	541	0.9
1844	617,7	900	300	541	0.9
1854	820,2	900	300	273	0.9
1870	60,4	80	0	2571	0.9
1871	774,9	900	300	2573	0.9
1882	602,4	900	300	2573	0.9
1886	-121,9	100	-162,53	2474	0.9
1888	190,58	240	0	1304	0.9
1892	94,3	769,94	32,08	1304	0.9
231	116,7	120	0	1996	0.9
1895	26,3	53,76	0	1996	0.9
1898	65,9	80	0	2263	0.9
1916	879,6	1200	400	2263	0.9
1917	5,3	5,32	0	2263	0.9
1930	117,9	120	0	2571	0.9
1935	55,5	120	0	2138	0.9
1948	223,4	300	100	2138	0.9
1949	48,8	80	0	1196	0.9
1950	96	200	0	1736	0.9
1958	22,08	80	0	547	0.9
236	-111,4	100	-148,53	547	0.9
1963	-145,3	100	-193,73	836	0.9
1965	-27,8	100	-37,07	836	0.9
1977	310,83	700	200	129	0.9
1983	171	200	0	129	0.9

1985	-86,5	100	-115,34	129	0.9
1993	77,4	180	0	129	0.9
1995	718,5	1000	333,33	129	0.9
2000	1168,8	1200	400	129	0.9
2012	228,2	280	0	129	0.9
2022	-204,2	100	-272,27	129	0.9
237	16,5	33,58	0	129	0.9
2045	2013,9	3000	1000	294	1.1
2050	742,76	800	266,67	294	0.9
2051	249	300	0	1112	0.9
2060	21,3	108,38	0	1112	0.9
2072	382,7	720	0	1112	0.9
2095	949,7	1000	333,33	2216	0.9
2098	44,07	160	0	2216	0.9
2099	16,53	160	0	570	0.9
2100	15,9	32,53	0	570	0.9
2105	-57,5	100	-76,67	1039	0.9
238	50,8	80	0	1039	0.9
2111	578	600	200	1039	0.9
2115	102,9	120	0	1077	0.9
2117	-344,9	100	-459,87	709	0.9
2119	2463,6	4000	1333,33	2749	0.9
2121	19,8	100,51	0	662	0.9
2128	133	300	88,67	662	0.9
2143	665,8	900	300	65	0.9
2145	227,5	280	0	2577	0.9
2153	39,8	80	0	2577	0.9
2155	-12,6	100	-16,8	2577	0.9
244	58,4	80	0	2577	0.9
2169	1152,7	1200	400	2577	0.9
2171	65,8	80	0	2577	0.9
2176	55,5	120	0	2729	0.9
2181	448,85	600	200	1244	0.9
2182	50,4	80	0	1244	0.9
2188	-49,37	100	-65,83	687	0.9
2195	234,2	300	100	687	0.9
2197	65,87	272,28	0	523	0.9
2205	876,4	1200	400	523	0.9
2213	861,3	1000	333,33	253	0.9
32	861,3	1000	333,33	253	0.9
247	-89,2	100	-118,93	1425	0.9
2220	1250,6	2000	666,67	1425	0.9
2226	7,3	7,35	0	2729	1.1
2237	21,3	107,29	0	901	0.9
2239	32	32,7	10,9	433	0.9
2242	-39,7	100	-52,93	1103	0.9
2243	766,8	900	300	2547	0.9
2247	-681,7	100	-908,93	250	0.9
2248	2340,4	4000	1333,33	2600	0.9
2255	856,4	900	300	2600	0.9
2262	59,06	160	0	2600	0.9
251	1597,5	2000	666,67	96	0.9
2263	53	80	0	83	0.9
2264	62,8	80	0	2494	0.9
2297	735,6	900	300	2494	0.9
2302	13,3	40,96	0	1552	0.9
2307	-202,53	100	-270,04	1552	0.9
2310	76,5	120	0	278	0.9
2316	75,8	200	50,53	278	0.9
2318	5,2	5,3	0	1494	0.9
2320	715,1	900	300	937	0.9

2325	702,4	800	266,67	1956	0.9
256	1274,2	2000	666,67	2503	0.9
2326	508	800	266,67	2704	0.9
2357	243	300	100	1589	0.9
2359	33,09	131,82	0	1589	0.9
2364	769,2	880	200	837	0.9
2368	-39,5	100	-52,67	837	0.9
2369	168,6	180	0	502	0.9
2380	228,2	280	0	1712	0.9
2392	6,3	12,9	0	1712	0.9
2393	106,8	120	0	534	0.9
2399	1221,2	2000	666,67	2542	0.9
259	8,7	17,57	0	2591	0.9
2401	345,2	600	200	2591	0.9
2407	1250,4	2000	666,67	38	0.9
2410	25,6	51,54	0	1015	0.9
2417	15,5	240	0	25	0.9
2420	165	200	0	109	0.9
2427	397	800	266,67	109	0.9
2446	1368,6	2000	666,67	1866	1.1
2452	1101,5	1600	533,33	1866	1.1
2460	419	600	200	1926	1.1
2474	811,8	900	300	567	1.1
260	59,56	200	0	868	0.9
2486	-27	100	-36	39	0.9
2487	337,6	600	200	997	0.9
2491	-188,9	100	-251,87	1746	0.9
2495	322,12	420	0	786	0.9
2501	992	1041,6	0	1349	0.9
2512	153	200	0	1344	0.9
2513	698,6	709,87	236,62	1504	1.1
2531	1,75	207,27	0	2231	0.9
2533	1321,7	1600	533,33	1320	0.9
2537	66,8	80	0	1814	1.1
262	855,6	1000	333,33	124	1.1
2538	401	600	200	2755	1.1
2540	17	40	0	1635	1.1
2544	-15,64	100	-20,85	1210	1.1
2545	358,36	420	0	1843	0.9
2546	253,4	360	0	201	0.9
2553	203,4	240	0	1849	0.9
2555	97,2	120	0	2084	0.9
2566	-8,75	100	-11,66	1267	1.1
2567	1702,2	2400	800	331	1.1
2586	33,8	40	0	1208	1.1
268	1702,8	2400	800	1392	1.1
2605	517,1	1000	333,33	1392	1.1
2611	-135	100	-180	1932	1.1
2618	78,8	80	0	117	0.9
2631	32,3	200	0	1798	0.9
2632	-75,69	100	-100,92	1798	0.9
2643	-65	100	-86,67	2008	1.1
2655	427	600	200	34	1.1
2658	20,3	103,03	0	34	1.1
2663	298,2	300	100	131	1.1
2675	-138,3	100	-184,4	2496	1.1
276	1249,4	1700	566,67	2647	0.9
2678	-259,1	100	-345,47	1318	0.9
2680	-37,28	100	-49,7	2496	1.1
2684	130,69	360	0	957	1.1
2691	1232,6	2000	666,67	957	1.1

2693	20,89	100,36	0	2539	1.1
2702	21,7	40	0	2539	1.1
2712	166,2	240	0	157	1.1
2715	-304	100	-405,33	1869	1.1
2719	44,66	160	0	1869	1.1
2732	42,8	360	0	606	1.1
277	230,2	300	0	1460	1.1
2739	-233,8	100	-311,73	1459	1.1
2740	1232,6	2000	666,67	1459	1.1
2743	443,8	600	200	1901	1.1
2757	17	86,73	0	1901	1.1
2763	37,2	80	0	1714	1.1
2768	756,8	800	266,67	2414	1.1
2770	-255,7	100	-340,94	318	0.9
2772	498,4	600	200	1939	1.1
2774	-61,8	100	-82,4	1939	1.1
2777	1624,7	2000	666,67	930	1.1
283	679,6	900	300	1675	1.1
2779	110	200	0	2464	1.1
2782	19,3	97,98	0	2464	1.1
2783	-21,95	100	-29,27	538	1.1
2787	-46,19	100	-61,58	538	1.1
2789	78,2	317,09	0	1455	1.1
2792	338,71	500	166,67	1455	1.1
2807	-39,85	100	-53,13	1455	1.1
2808	-10,55	100	-14,07	641	1.1
2812	-90	100	-120	318	0.9
2819	369,6	440	146,67	930	1.1
43	67,29	160	0	1675	1.1
298	1221,2	2000	666,67	930	1.1
2824	40,1	41,16	0	2045	1.1
2825	698,8	1000	333,33	2045	1.1
2827	-239,23	100	-318,97	2137	1.1
2839	42,7	100	28,47	917	1.1
2840	-37,2	100	-49,6	917	1.1
2842	860,8	1000	333,33	1410	1.1
2849	-331,4	100	-441,87	2647	0.9
2851	72	160	0	1410	1.1
2867	419	600	200	489	0.9
299	21,3	107,83	0	489	0.9
308	92,1	120	0	489	0.9
309	171	200	0	381	1.1
316	-179,3	100	-239,07	2087	1.1
321	164,94	400	100	341	0.9
324	202,5	300	100	341	0.9
328	829,5	900	300	2845	0.9
340	91,8	120	0	2845	0.9
343	837	1200	400	1525	0.9
50	-179,2	100	-238,93	1748	0.9
346	58,2	80	0	208	1.1
348	-124,15	100	-165,54	208	1.1
355	289,79	360	0	1640	0.9
371	-124,7	100	-166,27	1640	0.9
372	26,8	40	0	629	0.9
373	309,54	700	200	140	0.9
391	1504,8	2000	666,67	140	0.9
394	46,13	65,63	0	140	0.9
398	837	1200	400	688	1.1
403	-100,5	100	-134	946	1.1
53	268,6	300	100	946	0.9
409	-124,1	100	-165,47	1790	1.1

420	67,2	120	0	1790	1.1
426	-246,5	100	-328,67	1624	0.9
432	26,2	40	0	617	1.1
438	-174,6	100	-232,8	2255	1.1
441	628,19	800	266,67	1856	1.1
447	-101	100	-134,67	1856	1.1
450	49,4	80	0	333	1.1
456	1588	2000	666,67	2066	0.9
464	783,9	900	300	2483	0.9
58	5,2	5,37	0	224	0.9
466	62,6	80	0	701	0.9
473	5,2	5,31	0	1063	1.1
498	121,4	200	66,67	839	0.9
509	50,6	80	0	839	0.9
515	-136,6	100	-182,13	2284	0.9
523	50,4	80	0	2284	0.9
532	1250,4	2000	666,67	758	0.9
533	62,7	120	0	758	0.9
536	-189	100	-252		
540	860,8	1000	333,33		
65	-155,39	100	-207,18		
544	28,1	40	0		
552	835,5	900	300		
555	40	41,06	0		
567	430,2	600	200		
568	-90,3	100	-120,4		
569	1250,4	2000	666,67		
573	-0,6	100	-0,8		
584	2,89	32,97	0		
585	15,6	31,92	0		
586	-241,8	100	-322,4		

ANEXO B – CONFIGURAÇÃO DOS CONTROLES DA REDE DE TRANSMISSÃO NO CENÁRIO 1

A sequência é formada pela configuração das 509 unidades geradoras, seguida da configuração dos 2197 bancos de capacitores e, por fim, pela configuração dos 496 transformadores.

[16.2, 5.38, 1600.0, 912.78, 533.33, 0.0, 100.0, 472.16, 100.0, 0.0, 0.0, 200.0, 333.33, 0.0, 2000.0, 0.0, 0.0, 400.0, 500.0, 200.0, 100.0, 16.12, 100.0, 300.0, 666.67, 100.0, 100.0, 426.6404264487123, 119.3, 200.0, 200.0, 0.0, 409.09, -427.2, 100.0, 0.0, 100.0, 666.67, 2.3893524676020537, 0.0, 67.3026608627465, 0.0, 234.52, 99.80010585845685, 600.0, 160.0, 0.0, 2000.0, 666.67, 120.0, 700.0, 180.0, -97.2, 196.72, 863.6589226706592, 2000.0, 100.0, 22.762705684698066, 160.0, 400.0, 2000.0, 0.0, 0.0, 40.0, 0.0, 0.0, 214.86, 120.0, 100.0, 98.01802621152997, 40.0, 0.0, 0.0, 100.0, 493.35, 0.0, 333.33, 400.0, 100.0, 0.0, 0.0, 0.0, -144.90199545375913, 100.0, 18.41, 206.86, 0.0, 0.0, 100.0, 420.0, 100.0, 100.0, 166.67, 333.33, 54.76207455571061, 100.0, 630.0, 4.183026647104947, 80.0, 135.27, 0.0, 344.4287757961499, 0.0, 89.7865129715409, 569.8973190248311, -494.4, 900.0, 80.0, 0.0, 100.0, 100.0, 0.0, 34.81350553772594, 100.0, 100.0, 0.0, 160.0, 0.0, 100.0, 2000.0, 333.33, 230.4085891164724, 0.0, 100.0, 100.0, 420.0, 70.53512674971057, 80.0, 400.0, 705.0143311438551, 24.933999343500524, 240.0, 700.0, 389.6319685263782, 300.0, 0.0, 100.0, 333.33, 100.0, 100.0, 100.0, 100.0, 0.0, 0.0, 0.0, 407.68078207705855, 224.84064502419898, 47.35196446372308, 0.0, 69.40416436873058, 0.0, 0.0, 266.67, 300.0, 100.0, 0.0, 266.67, 200.0, 0.0, 80.0, 0.0, 800.0, 100.0, 300.0, 100.0, 333.33, 16.35963414394366, 0.0, 100.0, 333.33, 0.0, 100.0, 100.0, 100.0, 0.0, 300.0, 100.0, 33.22174201333989, 100.0, 900.0, 281.85, 0.0, 0.0, 300.0, 333.33, 100.0, 333.33, 0.0, 0.727053742837529, 276.09, 219.45759635184137, 160.0, 100.0, 40.74933103140687, 0.0, 102.79, 500.0, 100.0, 120.0, 400.0, 0.0, 420.0, 220.12, 57.43836900939502, -206.8, 0.0, 40.68, 400.0, 600.0, 360.0, 7.08, 56.64501345573555, -70.01, 0.0, 666.67, 100.0, 0.0, 100.0, 0.0, 100.0, 351.4264450503502, 773.4195093050586, 100.0, 100.0, 100.0, 100.0, 0.0, 40.0, 2000.0, 100.0, 0.0, 23.114687777037446, 49.33246515558966, 93.47, 65.3, 666.67, 249.06, 940.7117403429238, 100.0, 1333.33, 160.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 166.67, 0.0, 600.0, 67.76, 1200.0, 95.98, 28.38, 1800.0, 240.0, 440.0, 100.0, 0.0, 166.67, 600.0, 0.0, 100.0, 352.7868031846817, 80.0, 100.0, 360.0, 666.67, 100.0, 300.0, 400.0, 100.0, 300.0, 300.0, 0.0, 300.0, 714.2777858388179, 100.0, 0.0, 769.94, 0.0, 53.76, 0.0, 400.0, 0.0, 0.0, 120.0, 272.3264771352739, 16.989720625368136, 200.0, 80.0, 100.0, 100.0, -37.07, 700.0, 0.0, 100.0, 0.0, 333.33, 400.0, 0.0, 100.0, 0.0, 1000.0, 266.67, 0.0, 108.38, 301.64226046504416, 333.33, 160.0, 160.0, 0.0, 100.0, 0.0, 469.66265622684443, 0.0, 100.0, 4000.0, 100.51, 300.0, 900.0,

