

# RESSALVA

Atendendo a solicitação do autor, o texto completo desta tese será disponibilizado somente a partir de 27/04/2023.

**RICHARD WILCAMANGO SALAS**

**DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE DE SISTEMAS EQUIVA-  
LENTES ESTÁTICOS PARA O PLANEJAMENTO DE CURTO  
PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA DE GRANDE PORTE.**

Ilha Solteira  
2022

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RICHARD WILCAMANGO SALAS**

**DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE DE SISTEMAS EQUIVA-  
LENTES ESTÁTICOS PARA O PLANEJAMENTO DE CURTO  
PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA DE GRANDE PORTE**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da UNESP, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.  
Área de concentração: Automação.

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani  
**Orientador**

Dr. Ozy Daniel Melgar Dominguez  
**Coorientador**

Ilha Solteira  
2022

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S161d Salas, Richard Wilcamango.  
Desenvolvimento e análise de sistemas equivalentes estáticos para o planejamento de curto prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica de grande porte / Richard Wilcamango Salas. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022  
152 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2022

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani  
Coorientador: Ozy Daniel Melgar Dominguez  
Inclui bibliografia

1. Equivalentes estáticos. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Redes de média tensão. 4. Planejamento de curto prazo. 5. Sistemas de grande porte.

  
Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção  
Serviço Técnico de Biblioteca, Arquivamento, Tratamento de Material e Documentação  
Diretora Técnica de Estudos e Documentação  
CRB3 - 999

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

TÍTULO DA TESE: Desenvolvimento e análise de sistemas equivalentes estáticos para o planejamento de curto prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica de grande porte

**AUTOR: RICHARD WILCAMANGO SALAS**

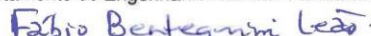
**ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI**

**COORIENTADOR: OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ**

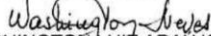
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:



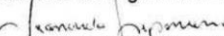
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Presencial)  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



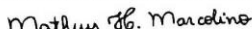
Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO (Participação Presencial)  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



PROFESSOR ADJUNTO WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES (Participação Virtual)  
Departamento de Engenharia Elétrica / UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE



Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Participação Virtual)  
Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP



Prof. Dr. MATHEUS HENRIQUE MARCOLINO (Participação Virtual)  
Instituto de Ciências Tecnológicas / Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Ilha Solteira, 27 de outubro de 2022

## AGRADECIMENTOS

A Deus por me permitir ter vida, saúde, entusiasmo e por ter me acompanhado durante toda esta jornada.

Aos meus pais Edwin e Miliana pelo imenso amor e apoio constante em todas as decisões, que sempre me incentivaram a perseguir meus objetivos e nunca abandoná-los diante das adversidades.

Agradecimentos especiais ao Professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação e correções precisas fornecidas durante o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, ao Dr. Ozy Daniel Melgar Domínguez pela coorientação em grande parte deste trabalho de pesquisa e ao Professor Rubén Augusto Romero Lázaro por dirigir minha chegada ao LaPSEE.

A Lluleisi por tantas ajudas e contribuições, não só no desenvolvimento desta tese, mas também na minha vida.

Aos meus irmãos Selene, Caleb e Tito pelo apoio incondicional em todos os momentos.

Aos professores Walter Galarza Soto e Fausto Godofredo Valdivia pela oportunidade de participar de alguns projetos realizados no laboratório de energia da FIM-UNI. Aos amigos Jorge Camarena Berrospi e Ronald Chávez Palomino pela amizade nas etapas anteriores à minha chegada ao Brasil.

Aos meus colegas de pós-graduação em Engenharia Elétrica de Ilha Solteira, principalmente do LaPSEE, muitos dos quais se tornaram meus amigos. Obrigado pelas horas compartilhadas, pelos trabalhos realizados em conjunto e pelas histórias vividas.

À comissão examinadora pelos comentários e boas sugestões que ajudaram a melhorar este trabalho.

A todos os Professores pelo conhecimento compartilhado e funcionários da UNESP que direta e indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos apoios financeiros da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), projeto 2015/21972-6.

*Nossa maior fraqueza está em desistir.*

*A maneira mais certa de ter sucesso*

*é sempre tentar mais uma vez.*

*– Thomas A. Edison*

## RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) de grande porte, atualmente em operação, apresentam alto nível de complexidade na formulação e solução de modelos matemáticos para análise e planejamento, necessitando que novas estratégias sejam desenvolvidas. Desta forma, apresenta-se uma metodologia para obter o equivalente estático para SDEEs trifásicos equilibrados, e que represente o sistema original nas simulações estáticas de planejamento de curto prazo em que é mantida a topologia da rede, fornecendo resultados com erros mínimos nas perdas ativas e reativas e magnitudes de tensão. Esta metodologia é composta por uma nova técnica de redução dos nós da rede através de sistemas equivalentes e uma ferramenta de compensação das perdas nos ramos. A técnica de redução de nós consiste em aplicar, dinamicamente ao longo das seções do SDEE, a substituição de nós e circuitos que não são de interesse. A ferramenta de compensação consiste em adicionar ao sistema equivalente nós que apresentam maiores índices de carregamento, o que reduz significativamente os erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão, permitindo, finalmente, obter um SDEE equivalente definitivo, que pode ser utilizado como alternativa em substituição ao sistema original em aplicações de operação e planejamento de SDEEs. Como aplicação desta metodologia, apresenta-se uma estratégia para resolver o problema de planejamento de curto prazo de redes de distribuição, que é formulado um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM) estocástico de dois estágios. No modelo de planejamento considera-se a alocação de reguladores de tensão (RT), alocação e determinação das capacidades dos bancos de capacitores (BC), alocação e determinação das capacidades dos pedidos de ligações de geração distribuída (GD) dos tipos eólica e fotovoltaica. A estratégia de redução da rede é testada na análise e planejamento de um SDEE de 1080 nós, em que estabelecendo um conjunto de nós candidatos, o SDEE de 1080 nós, é reduzido a um SDEE equivalente com um número mínimo preestabelecido de nós, a partir do qual a ferramenta de compensação estima uma família de SDEEs equivalentes com erros reduzidos. Os resultados da metodologia apresentam uma redução gradual dos erros máximos nas perdas ativas obtidos com a técnica proposta na literatura e com a técnica atual, de 1,64% para 0,14% e para as magnitudes de tensão de 0,12% para 0,003%, respectivamente. As ações de planejamento, mostram que o SDEE equivalente compensado de 110-nós, que apresenta menores erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão, é a alternativa de planejamento mais precisa.

**Palavras-chave:** Equivalentes estáticos. Distribuição de energia elétrica. Redes de média tensão. Planejamento de curto prazo. Sistemas de grande porte.

## ABSTRACT

The large-scale electrical distribution systems (EDS), currently in operation, present a high level of complexity in the formulation and solution of mathematical models for their analysis and planning, requiring the development of new strategies. In this way, a methodology is presented to obtain the static equivalent for balanced three-phase EDSs, which represents the original system in short-term planning static simulations in which the network topology is maintained, providing results with minimal errors in active and reactive losses and voltage magnitudes. This methodology is composed by a new technique for reducing network nodes through equivalent systems and a branch loss compensation tool. The node reduction technique consists of applying, dynamically throughout the SDEE sections, the replacement of nodes and circuits that are not of interest. The compensation tool consists of adding to the equivalent system nodes that present higher load indices, which significantly reduces the errors in active losses and voltage magnitudes, finally allowing a definitive equivalent EDS to be obtained, which can be used as an alternative, instead of the original system, in EDSs planning and operation applications. As an application of this methodology, a strategy is presented to solve the short-term planning problem of distribution networks, which is formulated in a two-stage stochastic mixed integer linear programming (SMILP) model. In the planning model, it is considered the allocation of voltage regulators (VR), allocation and determination of capacities of capacitor banks (CB), allocation and determination of capacities of requests for distributed generation (DG) connections of the wind and photovoltaic. The network reduction strategy is tested in the analysis and planning of a 1080-node EDS, in which by establishing a set of candidate nodes, the 1080-node EDS is reduced to an equivalent EDS with a pre-established minimum number of nodes, from which the compensation tool estimates a family of equivalent EDSs with reduced errors. The results of the methodology show a gradual reduction of the maximum errors in active losses obtained with the technique proposed in the literature and with the current technique, from 1.64% to 0.14% and for voltage magnitudes from 0.12% to 0.003%, respectively. The planning actions show that the 110-node compensated equivalent EDS, which presents smaller errors in active losses and voltage magnitudes, is the most accurate planning alternative.

**Keywords:** Static equivalents. Electrical distribution. Medium voltage networks. Short-term planning. Large-scale systems.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Diagrama do processo de obtenção e comparação dos resultados da metodologia proposta para encontrar o SDEE equivalente definitivo .....	21
<b>Figura 2</b> – Diagrama do processo da estratégia utilizada na obtenção, comparação e validação dos resultados nos problemas de planejamento de grande porte .....	22
<b>Figura 3</b> – Diagrama geral de um SDEE radial.....	37
<b>Figura 4</b> – Matrizes $RM$ e $ND$ com a representação das configurações iniciais dos nós .....	38
<b>Figura 5</b> – Diagrama de correntes, na redução do nó subsequente .....	40
<b>Figura 6</b> – Diagrama de demandas e potências injetadas, na redução de um nó subsequente	43
<b>Figura 7</b> – Diagrama do nó $q$ como nó extremo.....	48
<b>Figura 8</b> – Diagrama da redução do nó extremo $q$ , quando $SLq \neq 0$ e $Ipr \neq 0$ .....	49
<b>Figura 9</b> – Diagrama da redução do nó extremo $q$ , para $SLq \neq 0$ e $Ipr = 0$ .....	52
<b>Figura 10</b> – Diagrama unifilar ilustrativo da redução do nó extremo $q$ , quando $SLq = 0$ .....	55
<b>Figura 11</b> – Estrutura matricial do conjunto $RM$ reagrupado .....	57
<b>Figura 12</b> – Diagrama ilustrativo da estrutura geral do reagrupamento de nós.....	58
<b>Figura 13</b> – Diagrama ilustrativo da redução por localização do nó.....	60
<b>Figura 14</b> - Diagrama ilustrativo da redução por característica do nó .....	63
<b>Figura 15</b> - Diagrama ilustrativo da redução quando o nó de posição $q$ é ramificado .....	64
<b>Figura 16</b> - Diagrama ilustrativo da redução quando o nó de posição $q$ não é ramificado .....	65
<b>Figura 17</b> - Diagrama ilustrativo da redução por interesse do nó.....	67
<b>Figura 18</b> – Diagrama do processo para obtenção de SDEEs equivalentes reduzidos.....	69
<b>Figura 19</b> – Diagrama do processo para obtenção de cenários representativos .....	74
<b>Figura 20</b> – Diagrama do modelo de otimização.....	80
<b>Figura 21</b> – Diagrama da estratégia de solução para o problema de planejamento de curto prazo .....	81
<b>Figura 22</b> – Fatores de demanda para 48 níveis operacionais .....	82
<b>Figura 23</b> – SDEE completo de 1080 nós e SDEE equivalente de 55 nós.....	84
<b>Figura 24</b> – Erros da perda ativa por nível operacional – SDEE equivalente de 55 nós.....	85
<b>Figura 25</b> – Erros da magnitude de tensão por nível operacional - SDEE equivalente de 55 nós .....	85
<b>Figura 26</b> – SDEE completo de 1080 nós e SDEE equivalente de 109 nós.....	87
<b>Figura 27</b> – Erros da perda ativa por nível operacional - SDEE equivalente de 109 nós .....	88
<b>Figura 28</b> – Erros da magnitude de tensão por nível operacional - SDEE equivalente de 109 nós.....	88

<b>Figura 29</b> – Gráficos dos erros máximos das perdas ativas e magnitudes de tensão para os primeiros SDEEs equivalentes obtidos considerando até 55 nós extremos .....	90
<b>Figura 30</b> – Gráficos dos erros máximos das perdas ativas e magnitudes de tensão para os seguintes 55 nós extremos .....	91
<b>Figura 31</b> – SDEE completo de 1080 nós e SDEE equivalente de 147 nós.....	93
<b>Figura 32</b> – Erros de perda ativa por nível operacional - SDEE equivalente de 147 nós .....	94
<b>Figura 33</b> – Erros de magnitude de tensão por nível operacional -SDEE equivalente de 147 nós .....	94
<b>Figura 34</b> – Diagramas unifilares do SDEE completo de 1080 nós e do SDEE equivalente de 200 nós.....	98
<b>Figura 35</b> – Erros de perda ativa por nível operacional - SDEE equivalente de 200 nós .....	99
<b>Figura 36</b> – Erros de magnitude de tensão por nível operacional - SDEE equivalente de 200 nós.....	99
<b>Figura 37</b> - Perfis de fatores de demanda convencional, geração PV e geração WD .....	103
<b>Figura 38</b> – Custo de energia por nível operativo .....	104
<b>Figura 39</b> – Gráfico com os 10 cenários máximos representativos para os fatores de demanda, fatores de geração WD e fatores de geração PV .....	106
<b>Figura 40</b> – Gráfico com as magnitudes de tensão nos 1080 nós para cada nível operativo.	107
<b>Figura 41</b> – Gráfico com o perfil de maior queda de tensão .....	107
<b>Figura 42</b> – Diagrama unifilar com os nós candidatos à alocação para cada alternativa de investimento .....	109
<b>Figura 43</b> – Gráfico com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais dessas perdas entre o SDEE completo e o equivalente de 28 nós .....	110
<b>Figura 44</b> – Gráfico com os resultados da adição de nós extremos de compensação no SDEE equivalente de 28 nós, para reduzir os erros.....	111
<b>Figura 45</b> – Diagrama unifilar do SDEE equivalente de 37 nós - 22 nós candidatos mais 8 nós extremos de compensação .....	113
<b>Figura 46</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais das perdas ativas entre o SDEE completo e o equivalente de 37 nós.....	114
<b>Figura 47</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais das perdas ativas entre o SDEE completo e equivalente de 96 nós.....	115
<b>Figura 48</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais das perdas ativas entre o SDEE completo e equivalente de 110 nós.....	116
<b>Figura 49</b> – Gráficos dos erros máximos das perdas ativas com a primeira e segunda versão da técnica de redução de nós .....	118

<b>Figura 50</b> – Gráficos dos erros máximos nas magnitudes de tensão obtidos com a primeira e segunda versão da técnica de redução de nós.....	119
<b>Figura 51</b> – Diagrama unifilar com os equipamentos instalados no SDEE equivalente de 28 nós e o reflexo dessa solução no SDEE completo de 1080 nós .....	124
<b>Figura 52</b> – Diagrama unifilar com os equipamentos instalados no SDEE equivalente de 37 nós e o reflexo dessa solução no SDEE completo de 1080 nós .....	126
<b>Figura 53</b> – Diagrama unifilar com os equipamentos instalados no SDEE equivalente de 110 nós e o reflexo dessa solução no SDEE completo de 1080 nós .....	128
<b>Figura A-54</b> – Redução do nó subsequente .....	141
<b>Figura A-55</b> – Diagrama da redução de um nó extremo.....	144
<b>Figura B-56</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais das perdas entre o SDEE completo e o equivalente de 28 nós .....	145
<b>Figura B-57</b> – Gráficos com os resultados da adição de nós extremos de compensação no SDEE equivalente de 28 nós, para reduzir os erros.....	146
<b>Figura B-58</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais dessas perdas entre o SDEE completo e equivalente de 37 nós .....	146
<b>Figura B-59</b> – Gráficos com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais dessas perdas entre o SDEE completo e equivalente de 96 nós .....	147
<b>Figura B-60</b> – Gráfico com as perdas ativas no SDEE completo em KW e os erros percentuais dessas perdas entre o SDEE completo e equivalente de 110 nós .....	147

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1-</b> Tabela com os nós do SDEE equivalente de 55-nós .....	84
<b>Tabela 2-</b> Tabela com os nós do SDEE equivalente de 109-nós .....	86
<b>Tabela 3-</b> Tabela com os nós do SDEE equivalente de 147-nós .....	92
<b>Tabela 4-</b> Tabela com os nós do SDEE equivalente de 160-nós .....	95
<b>Tabela 5-</b> Tabela com os nós entre 2 ramos do SDEE equivalente de 181-nós .....	96
<b>Tabela 6-</b> Tabela com os nós do SDEE equivalente de 200-nós .....	97
<b>Tabela 7-</b> Resumo com os erros máximos encontrados nos SDEEs equivalentes de 147, 160, 181 e 200 nós.....	100
<b>Tabela 8-</b> Comparação dos erros máximos entre o SDEE equivalentes de 147 nós com os 3 SDEEs equivalentes compensados de 160, 181 e 200 nós .....	100
<b>Tabela 9</b> – Aumento anual e fatores de demanda anual .....	101
<b>Tabela 10</b> – Custos de BCs.....	104
<b>Tabela 11</b> - Coeficiente de intensidade de emissão .....	105
<b>Tabela 12</b> - Tempo da energia fornecida pela subestação para cada nível de operação .....	105
<b>Tabela 13</b> – Nós candidatos para cada alternativa de investimento .....	108
<b>Tabela 14-</b> Nós de interesse do SDEE equivalente de 37-nós.....	112
<b>Tabela 15-</b> Nós de interesse do SDEE equivalente de 96-nós.....	115
<b>Tabela 16-</b> Nós de interesse do SDEE equivalente de 110-nós.....	116
<b>Tabela 17-</b> Resumo com os erros máximos encontrados nos SDEEs equivalentes de 28, 37, 96 e 110 nós.....	117
<b>Tabela 18-</b> Comparação dos erros máximos entre o SDEE equivalente de 28 nós com os 3 SDEEs equivalentes compensados de 37, 96 e 110 nós .....	118
<b>Tabela 19</b> – Resumo econômico com as soluções obtidas para as 3 alternativas de sistemas equivalentes, considerando todas as alternativas de investimento (alocação de RTs, BCs e GDs) .....	121
<b>Tabela 20</b> – Resumo com as capacidades alocadas em cada alternativa de planejamento....	122
<b>Tabela 21</b> – Tempo de CPU consumidos pelo AMPL, para resolver cada uma das 3 propostas de planejamento .....	129
<b>Tabela 22</b> – Valores mínimos das magnitudes de tensão para os 3 anos de operação, obtidos nos 3 SDEEs equivalentes considerando todas as alternativas de investimentos .....	129
<b>Tabela 23</b> – Valores máximos das magnitudes de tensão para os 3 anos de operação, obtidos nos 3 SDEEs equivalentes considerando todas as alternativas de investimentos .....	130
<b>Tabela 24</b> – Validação com um cenário, para o SDEE original de 1080 nós.....	130

<b>Tabela 25</b> – Validação com um cenário, para o SDEEs equivalentes .....	131
<b>Tabela 26</b> – Validação SDEE equivalente para 1 cenário .....	131
<b>Tabela B–27</b> - Resumo com os erros máximos encontrados para os SDEEs equivalentes de 28, 37, 96 e 110 nós.....	148
<b>Tabela B–28</b> - Comparação dos erros máximos entre o SDEE equivalente de 28 nós com os 3 SDEEs equivalentes compensados de 37, 96 e 110 nós .....	148
<b>Tabela B–29</b> – Resumo econômico com as soluções obtidas para o problema de planejamento para 3 sistemas equivalentes, considerando todas as alternativas de investimento (alocação de RTs, BCs e GDs) .....	149
<b>Tabela B–30</b> – Resumo com as capacidades alocadas para os 3 sistemas equivalentes com as alternativas de planejamento .....	150
<b>Tabela B–31</b> – Tempo de CPU consumidos pelo AMPL, para resolver o problema de planejamento cada um dos 3 sistemas equivalentes .....	150
<b>Tabela B–32</b> – Valores mínimos das magnitudes de tensão para os 3 anos de operação, obtidos nos 3 SDEEs equivalentes considerando todas as alternativas de investimentos .....	151
<b>Tabela B–33</b> – Valores máximos das magnitudes de tensão para os 3 anos de operação, obtidos para os 3 SDEEs equivalentes considerando todas as alternativas de investimentos.....	151
<b>Tabela B–34</b> – Validação no SDEE original de 1080-nós para 1 cenário.....	151
<b>Tabela B–35</b> – Validação dos SDEE equivalentes para 1 cenário .....	152
<b>Tabela B–36</b> – Validação dos SDEE equivalentes para 1 cenário .....	152

## LISTA DE ABREVIATURAS

SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
ESD	Engenheiros de sistema de distribuição
RT	Regulador de tensão
BC	Banco de capacitor
PV	Tecnologia fotovoltaica
WD	Tecnologia eólica
GD	Geração distribuída
PLIM	Programação linear inteira mista
PNLIM	Programação não linear inteira mista
FDP	Função de densidade de probabilidade
OSD	Operador do sistema de distribuição

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Conjuntos:

$C$	Conjunto de cenários
$N$	Conjunto de nós do SDEE
$D$	Níveis de demanda
$T$	Intervalos de tempo
$L$	Conjunto de circuitos
$BC$	Conjunto de BCs
$GFP$	Tipo de geração
$RM$	Conjunto ou matriz de ramos
$ND$	Conjunto ou matriz de nós
$N^{cbc}$	Conjunto de nós candidatos à instalação de BC
$N^{rt}$	Conjunto de nós candidatos à instalação de RT
$N^{wd}$	Conjunto de nós candidatos à instalação de geradores eólicos
$N^{pv}$	Conjunto de nós candidatos à instalação de geradores fotovoltaicos
$PW$	Conjunto de segmentos de retas para linearizar $P^2$ e $Q^2$

### Parâmetros:

$C_a^f$	Custo de BCs fixos
$C_a^v$	Custo de BCs chaveados
$C^{rt}$	Custo de instalação de reguladores de tensão
$C^{wd}$	Custo de instalação de geradores eólicos
$C^{pv}$	Custo de instalação de geradores fotovoltaicos
$\alpha$	Inverso do número de cenários
$f_d^{as}$	Fator de atualização simples no ano $d$ do horizonte de planejamento
$r_d$	Taxa de atualização monetária no ano $d$ do horizonte de planejamento
$cls_t$	Custo da energia em \$/MWh no período $t$
$C^{co2}$	Custo de emissão em \$/ton
$C_e^{GFP}$	Coefficiente de emissão
$P_{t,e}^{Gm}$	Combinação de energia fornecida, período/tipo de geração

$R_{i,j}$	Resistência no circuito $i - j$
$X_{i,j}$	Reatância no circuito $i - j$
$P_i^D$	Potência ativa da demanda no nó $i$
$Q_i^D$	Potência reativa da demanda no nó $i$
$f_{t,c}^{dt}$	Fator de demanda
$f_d^{dem}$	Fator de demanda para cada ano do horizonte de planejamento
$V_{nom}$	Magnitude da tensão nominal de fase
$N^p$	Número de degraus do RT
$Reg$	Porcentagem de regulação
$N_{max}^{tp}$	Número máximo de taps
$V_{max}$	Magnitude da tensão máxima
$V_{min}$	Magnitude da tensão mínima
$I_{max_{i,j}}$	Limite máximo da magnitude da corrente no circuito $i - j$
$Q^{esp}$	Potência reativa dos BCs
$P_{max}^{gd}$	Potência máxima de cada turbina eólica ou placa fotovoltaica
$P_{t,c}^{gd1}$	Fator de geração, considerando a velocidade do vento ou radiação solar
$N_{max}^{gd}$	Número máximo de turbinas eólicas ou fotovoltaicas
$fp^{gd}$	Fator de potência do sistema eólico ou fotovoltaico

### *Variáveis reais:*

$P_{i,j,t,d,c}$	Fluxo de potência ativa no circuito $i - j$
$Q_{i,j,t,d,c}$	Fluxo de potência reativa no circuito $i - j$
$I_{i,j,t,d,c}^{qdr}$	Variável que representa o quadrado de $I_{i,j}$
$P_{i,t,d,c}^S$	Potência ativa fornecida pela subestação no nó $i$
$Q_{i,t,d,c}^S$	Potência reativa fornecida pela subestação no nó $i$
$P_{i,t,c}^{gd}$	Geração de potência ativa eólica ou fotovoltaica disponível
$Q_{n,t,c}^{gd}$	Geração de potência reativa eólica ou fotovoltaica disponível
$Q_{i,t,d}^{bc}$	Potência fornecida pelo BC
$V_{i,t,d,c}^{qdr}$	Variável que representa o quadrado de $V_i$
$V_{j,t,d,c}^{shqdr}$	Variável auxiliar que representa o quadrado de $V_i$

$N_{i,t,d}^{tp}$	Número de taps por hora $t$
$Dip_{t,d,i,j,p,c}$	Variável auxiliar para aproximar o valor quadrático de P
$Diq_{t,d,i,j,p,c}$	Variável auxiliar para aproximar o valor quadrático de Q
$Pp_{t,d,i,j,c}$	Termo de $P^2$ para calcular $I^{qdr}$
$Pn_{t,d,i,j,c}$	Termo de $P^2$ para calcular $I^{qdr}$
$Qp_{t,d,i,j,c}$	Termo de $Q^2$ para calcular $I^{qdr}$
$Qn_{t,d,i,j,c}$	Termo de $Q^2$ para calcular $I^{qdr}$
$D_{i,j}^S$	Valor máximo, onde são feitas partições, para gerar um determinado número de segmentos de reta
$m_{ij,p}^S$	Variável auxiliar que indica a inclinação do segmento de reta

### *Variáveis binárias e inteiras:*

$x_{a,i}^{bc}$	Variáveis que associa o tipo de BC fixo
$y_{a,i}^{bc}$	Variáveis que associa o tipo de BC chaveado
$v_i^{rt}$	Variável inteira de instalação de RT
$M_i^{gd}$	Variável inteira de instalação com o número de GD eólica ou fotovoltaica
$P_{i,t,d,c}^S$	Potência ativa fornecida pela subestação no nó $i$
$Q_{i,t,d,c}^S$	Potência reativa fornecida pela subestação no nó $i$
$tap_{i,t,d}$	Número de degraus disponíveis no regulador de tensão instalado no nó $i$
$n_{i,t,d}^{abc}$	Número de módulos BC em operação
$n_i^{bc}$	Número de BCs em operação

# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	19
1.1	OBJETIVOS.....	23
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
1.2.1	Revisão bibliográfica de equivalentes estáticos em redes de média tensão .....	24
1.2.2	Revisão bibliográfica sobre planejamento de curto prazo de SDEE.....	28
1.2.3	Considerações sobre a revisão bibliográfica .....	32
1.3	CONTRIBUÇÕES .....	33
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO .....	34
2	TÉCNICA DE REDUÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	36
2.1	HIPÓTESES E ANÁLISE DO SISTEMA ORIGINAL .....	36
2.2	EQUACIONAMENTO DA REDUÇÃO DE BARRAS DE CARGAS .....	39
2.2.1	Redução de 1 nó entre 2 ramos .....	39
2.2.1.1	Demanda no nó $q$ é diferente de zero.....	40
2.2.1.2	Demanda no nó $q$ é igual a zero.....	47
2.2.2	Redução de um nó extremo.....	48
2.2.2.1	Demanda de potência aparente da carga diferente de zero no nó extremo $q$ .....	49
2.2.2.2	Demanda de potência aparente da carga igual zero no nó extremo $q$ .....	54
2.3	TÉCNICA DE REDUÇÃO .....	55
2.3.1	Procedimento .....	55
2.3.2	Reordenação da matriz $RM$ .....	56
2.3.3	Casos particulares de redução de nós.....	58
2.3.3.1	Redução por localização do nó na rede .....	59
2.3.3.2	Redução por característica do nó .....	62
2.3.3.3	Redução por ramificação do nó.....	64
2.3.3.4	Redução por nó de interesse.....	66
2.4	ESQUEMA PARA OBTER O SDEE EQUIVALENTE REDUZIDO .....	68

3	ANÁLISE DO MODELO DE PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO CONSIDERANDO AS INCERTEZAS DA DEMANDA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	70
3.1	GERAÇÃO DE CENÁRIOS REPRESENTATIVOS NO PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO .....	70
3.1.1	Caracterização das incertezas.....	70
3.1.1.1	Incerteza da demanda.....	71
3.1.1.2	Incerteza da geração fotovoltaica.....	71
3.1.1.3	Incerteza da geração eólica .....	72
3.1.2	Geração de cenários representativos .....	73
3.1.2.1	Geração de cenários .....	73
3.1.2.2	Redução de cenários.....	73
3.1.3	Esquema para encontrar cenários representativos .....	74
3.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO .....	75
3.3	ESQUEMA PARA A SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO .....	80
4	RESULTADOS .....	82
4.1	RESULTADOS DA TÉCNICA DE REDUÇÃO .....	82
4.1.1	Resultados para um SDEE equivalente de 55 nós .....	83
4.1.2	Resultados para o SDEE equivalente de 109 nós .....	86
4.1.3	Resultados com os erros máximos dos primeiros 109 SDEEs equivalentes .....	88
4.1.4	SDEE equivalente e compensação por adição de nós para reduzir erros.....	92
4.2	RESULTADOS DO PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO.....	101
4.2.1	Considerações gerais no planejamento de curto prazo .....	101
4.2.2	Informações técnica e financeira.....	102
4.2.3	Resultados da geração de cenários representativos .....	105
4.2.4	Considerações do planejamento para o SDEE de 1080 nós.....	106
4.2.5	Perdas ativas e magnitudes de tensão - Última versão da técnica de redução de SDEEs.....	109

4.2.6	Casos de estudos e resultados do planejamento.....	120
4.2.6.1	Resultados obtidos para o SDEE equivalente de 28 nós.....	123
4.2.6.2	Resultados obtidos para o SDEE equivalente de 37 nós.....	125
4.2.6.3	Resultados obtidos para o SDEE equivalente de 110 nós.....	127
4.2.7	Validação .....	130
5	CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	133
5.1	CONCLUSÕES.....	134
5.2	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	136
	REFERÊNCIAS .....	137
	APÊNDICE A – EQUACIONAMENTO DA PRIMEIRA VERSAO DA TÉCNICA DE REDUÇÃO DE NÓS DE CARGA .....	141
	APÊNDICE B – RESULTADOS OBTIDOS COM A PRIMEIRA VERSÃO DA TÉCNICA DE REDUÇÃO DE NÓS DE CARGAS .....	145

---

## 1 INTRODUÇÃO

---

O constante aumento da demanda, novas conexões de geração distribuída (GD) baseada em fontes de geração renováveis e o avanço das tecnologias em novos equipamentos, nos últimos anos, impõem mudanças e evolução nos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), exigindo avanços na filosofia tradicional de formular e resolver os problemas de operação e planejamento. Dessa forma, inúmeras técnicas têm sido exigidas, como a análise estatística de possíveis realizações futuras da demanda, integração de GD baseada em fontes de geração renováveis e o estudo de planejamento da operação de expansão em SDEEs de grande porte. Esse contexto tem estimulado os engenheiros de sistemas de distribuição (ESD), responsáveis pela operação eficiente dos SDEEs a garantir o fornecimento contínuo de energia com qualidade adequada segundo as normas, buscar novas estratégias de planejamento e operação das redes. Dessa forma, propõe-se o desenvolvimento de uma metodologia para obtenção de equivalentes estáticos para sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos equilibrados que consiste em uma nova técnica de redução de nós e uma ferramenta de compensação, cujo objetivo final é fornecer uma família de SDEEs equivalentes, que apresentem pequenos erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão, quando comparados com o sistema original. A filosofia para desenvolver essa metodologia é substituir o SDEE original pelo melhor SDEE equivalente, sempre que sua aplicação em problemas de planejamento da operação ou expansão for viável.

A primeira parte da metodologia que consiste no desenvolvimento de uma nova técnica de redução de nós, que tem como objetivo a redução da dimensão da rede e, conseqüentemente reduzir o tempo e a carga computacional necessários para simulação dos problemas de planejamento, por meio de um equivalente elétrico, que apresente erros aceitáveis nas perdas ativas e magnitudes de tensão. Para isso, propõe-se uma técnica de redução de nós aprimorada, comparada às existentes na literatura, baseada em equivalentes elétricos, composta por duas versões:

- A primeira versão da técnica publicada pelos autores em Salas, Melgar-Dominguez e Mantovani (2020) e Melgar-Dominguez, Salas e Mantovani (2021), que foi o equacionamento matemático desenvolvido no apêndice A. Esta técnica é implementada com base em propostas existentes na literatura, onde foi necessário aproximar alguns parâmetros, que não podem ser determinados exatamente, para serem usados no cálculo das expressões matemáticas dos equivalentes elétricos. O equacionamento e resultados desta versão são apresentados no apêndice B.

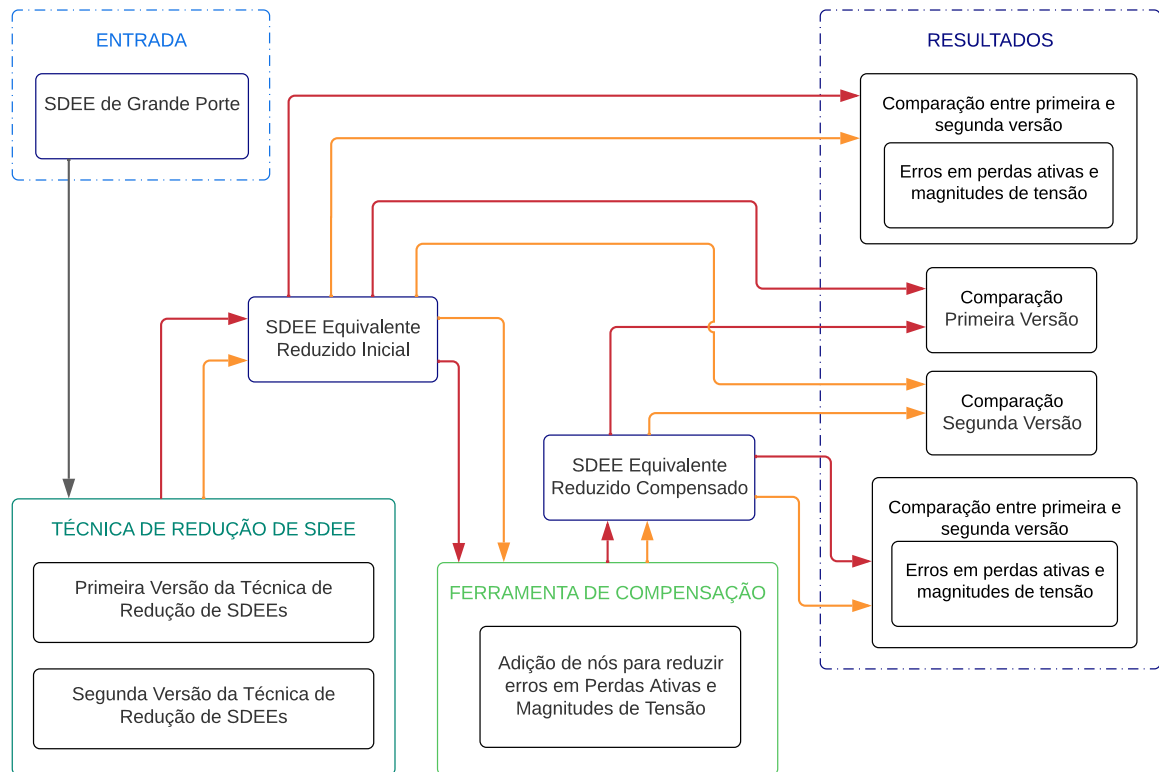
- 
- Na segunda versão da técnica de redução consideram-se propriedades físicas inerentes do estado operacional da rede, que na versão anterior não se considerava, além disso, busca-se no equacionamento, que os parâmetros necessários para encontrar os equivalentes elétricos, não necessitem de aproximações. Esses parâmetros podem ser obtidos e atualizados através da simulação de fluxos de potência incorporados nos algoritmos. Os detalhes do desenvolvimento desta última versão da técnica de redução são apresentados no Capítulo 2 e os resultados no Capítulo 4.

Propõe-se também uma técnica de compensação cujo objetivo é reduzir os erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão encontradas no SDEE equivalente, após ter aplicado pela primeira vez a técnica de redução.

Na **Figura 1** apresenta-se um diagrama esquemático da metodologia para encontrar o SDEE equivalente definitivo, para ser utilizado como alternativa na solução de problemas de operação e/ou planejamento em SDEEs. A metodologia consiste em obter um SDEE equivalente reduzido inicial com uma das duas versões da técnica de redução de nós, onde posteriormente, com a ferramenta de compensação, obtém-se um novo SDEE equivalente compensado, reduzindo-se os erros nas perdas ativas e nas magnitudes de tensão.

O processo de obtenção do equivalente estático e comparação de resultados proposto é mostrado na **Figura 1**. Consideram-se como dados de entrada os parâmetros elétricos, topológicos e as curvas de demanda do SDEE de grande porte, a partir dos quais, com a técnica de redução, obtém-se o SDEE equivalente reduzido inicial. Após deste passo, são comparados os erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão encontradas com ambas as versões da técnica; posteriormente, com a técnica de compensação obtém-se o SDEE equivalente compensado, que contém, além dos nós que compõem o SDEE equivalente inicial, também os nós de compensação. Após deste passo, os erros encontrados tanto na primeira quanto na segunda versão da técnica de redução também são comparados. Por fim, são comparados os resultados obtidos no SDEE equivalente reduzido inicial e no SDEE equivalente reduzido compensado, obtidos com as duas versões da técnica de redução.

**Figura 1** – Diagrama do processo de obtenção e comparação dos resultados da metodologia proposta para encontrar o SDEE equivalente definitivo

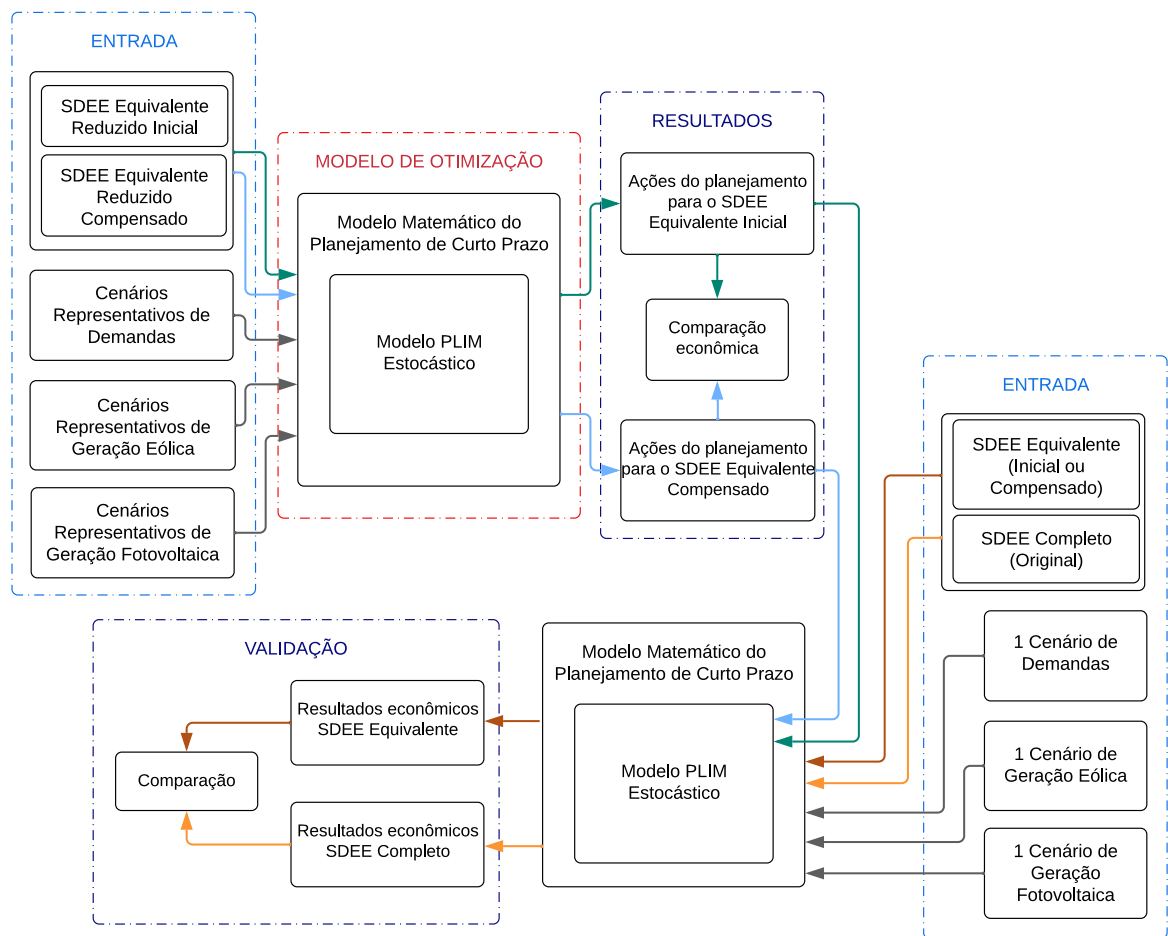


**Fonte:** Elaborado pelo próprio autor.

A proposta inicial de desenvolver uma técnica de redução é baseada na filosofia de propiciar e facilitar a resolução de problemas de planejamento de SDEEs de grande porte que impedem de encontrar uma solução através de técnicas de otimização ou exigem longos tempos de CPU para sua execução. Para ilustrar esse problema, nesta última parte do trabalho para mostrar o desempenho da técnica de redução apresenta-se uma aplicação de um problema de planejamento, cujo diagrama geral é ilustrado na **Figura 2**. Dessa forma, apresenta-se uma nova estratégia para abordar o planejamento de curto prazo, na qual foi formulado um modelo de programação linear de inteiro misto (PLIM) estocástico de dois estágios, para determinar as ações de planejamento que contemplem os menores custos operacionais e de investimentos. Nessa estratégia tem-se que o SDEE equivalente reduzido obtido com a metodologia apresentada, seja utilizado para planejar o sistema original; considerando-se cenários representativos da demanda convencional, geração eólica e geração fotovoltaica. Os resultados obtidos com o SDEE equivalente não compensado e compensado são comparados para avaliar o desempenho da técnica de compensação. Na etapa de validação dos resultados, as soluções obtidas com os

SDEEs equivalentes são projetadas no SDEE completo, considerando-se tanto o SDEE equivalente quanto o SDEE completo, para um cenário de demanda convencional, um cenário de geração eólica e um cenário de geração fotovoltaica, obtendo-se, finalmente, resultados com custos de investimentos e operação que podem ser comparados para fins de validação dos resultados obtidos com o sistema equivalente.

**Figura 2** – Diagrama do processo da estratégia utilizada na obtenção, comparação e validação dos resultados nos problemas de planejamento de grande porte



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

## 1.1 OBJETIVOS

Desenvolver uma metodologia para determinar equivalentes estáticos de sistemas de distribuição trifásicos equilibrados de grande porte, que envolva a implementação de uma nova técnica de redução de nós, que possa incorporar também uma ferramenta de compensação para fins de robustez e precisão do sistema equivalente. Esta metodologia deve oferecer uma alternativa precisa e aprimorada das que atualmente existem na literatura, para ser utilizada como alternativa na resolução de problemas de planejamento, que a topologia da rede não seja significativamente alterada. Para atingir o objetivo geral, são propostos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver uma nova técnica de redução de nós em SDEEs de grande porte, que permita obter SDEEs equivalentes reduzidos, substituindo, nós e circuitos que não sejam de interesse para solução do problema por seus equivalentes elétricos.
- Desenvolver uma ferramenta de compensação a partir do SDEE equivalente inicial obtido com a técnica de redução, para obter novos SDEEs equivalentes, com menores erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão.
- Validar a técnica de obtenção de equivalentes estáticos na solução de um problema de planejamento de curto prazo formulado como um modelo PLIM estocástico multiperíodo de dois estágios, onde sejam consideradas a variabilidade e a incerteza crítica da demanda convencional e da produção de energia por geração distribuída de fontes renováveis.

---

## 1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na primeira parte dessa revisão bibliográfica apresentam-se as publicações que são abordados os problemas relacionados de redução de redes monofásicas e trifásicas, usando diferentes técnicas para gerar equivalentes de rede apropriados para diferentes aplicações. Na segunda parte dessa revisão são apresentados os trabalhos que desenvolveram diferentes estratégias de planejamento baseadas em recursos operacionais para melhorar o desempenho dos SDEEs. Dentre os objetivos considerados têm-se um serviço de fornecimento de energia com redução de gases de efeito estufa, redução de custos de investimento e de operação, considerando-se diferentes modelos matemáticos. As GDs (Gerações Distribuídas) baseadas em energias renováveis são consideradas nos modelos juntamente com um conjunto de restrições para atingir os objetivos econômicos, técnicos e ambientais.

### 1.2.1 Revisão bibliográfica de equivalentes estáticos em redes de média tensão

Os recursos de energia distribuída estão impactando significativamente no planejamento e controle de redes de distribuição, e desta forma Shapovalov, Spieker e Rehtanz (2013) apresentam um algoritmo de redução de rede que adiciona áreas da rede não observadas, para facilitar que sistemas inteligentes de monitoramento e controle, possam estimar o estado atual da rede, e assim fornecer medidas apropriadas quando os estados críticos são detectados.

Em Reno et al. (2013), para agilizar os estudos de impacto da interconexão devido ao aumento da energia distribuída através de conexões fotovoltaicas no sistema de distribuição, apresenta-se um método de redução de alimentadores através de nós de interesse que retêm as características elétricas relevantes do sistema, isso para simplificar a complexidade do modelo do sistema. Nessa metodologia assume-se que os nós de interesse podem ser possíveis pontos de interconexão, ou nós onde os engenheiros de distribuição considerem conveniente avaliar o desempenho do circuito; além disso, nessa metodologia apresentam-se equações que justificariam a equivalência do método. O desempenho do circuito equivalente é testado através de resultados de simulações por séries temporais dos parâmetros, mostrando que o circuito equivalente representa com precisão o circuito completo, e que seu comportamento não varia, mesmo tendo perfil de carga e geração solar variáveis.

Em Reno, Broderick e Grijalva (2013) faz-se uma extensão do trabalho anterior, que basicamente apresenta o mesmo método e adicionalmente supõe-se um sistema de múltiplos alimentadores que podem ser simplificados em um circuito equivalente, mantendo a topologia do circuito original.

---

A alta penetração da geração distribuída em alimentadores de energia elétrica tem sido incentivada pelos governos, buscando atender os padrões de energia renovável. Com o objetivo de facilitar estudos em redes com estas características, em Nagarajan e Ayyanar (2014) desenvolveu-se um algoritmo de redução para redes alimentadoras de distribuição, em que os alimentadores laterais são mantidos seletivamente.

Em Casolino e Losi (2015), usou-se um novo conceito, baseado em área de carga, que consiste em um grupo de prosumidores onde a injeção de energia tem impacto semelhante nas principais restrições operacionais do SDEE original. Este conceito é interessante porque permite analisar toda a rede como uma composição de áreas de carga. Deste ponto de vista, não é necessário considerar todas as informações disponíveis para fins de monitoramento, controle e análise, mas apenas é importante reconhecer quais elementos são realmente relevantes para uma representação reduzida, mas compacta do sistema elétrico.

Em Casolino e Losi (2015), o conceito de área de carga é utilizado ser aplicado em um sistema de distribuição radial e obter sua representação radial equivalente. A partir deste conceito, os dados relevantes da rede são selecionados através das tensões dos nós de fronteira da área de carga, cuja identificação e definição são obtidas juntamente com uma análise de fluxo de potência, onde são selecionadas as restrições de carga (eventos de sobrecarga) e tensões (eventos de subtensão/sobretensão) mais significativas, avaliando o impacto de cada injeção nodal nas restrições de tensão e carga selecionadas e, por fim, agrupar os nós com valores comparáveis de fatores de impactos. Por fim, concluem que na representação da área de carga são necessárias apenas a injeção de potência, os nós de fronteira e as conexões entre eles; as bifurcações permanecem no sistema para preservar a radialidade da rede e os demais nós, são eliminados, o que significa que a malha é finalmente dividida em nós descritivos (fronteira e bifurcações) e os nós internos que são eliminados da rede.

Em Casolino e Losi (2016) propõe-se uma formulação da área de carga, que garanta melhor eficiência computacional, para obter um conjunto compacto, específico para redes de distribuição operadas radialmente, que evita o cálculo da matriz inversa, principalmente para grandes redes. Propõem-se quatro elementos básicos como: Injeções, ramificações, alimentadores e bifurcações em combinação com uma técnica de varredura gráfica de duas fases (fase reversa e fase direta), tanto para selecionar os dados relevantes (somente os nós descritivos da borda e bifurcação, bem como a linha que os une) da rede como para descrever a relação que existe entre eles.

Pecenak et al. (2017) propõem um método de análise para reduzir um alimentador de distribuição multifásico complexo, a um subconjunto de nós críticos de interesse. Este método

---

é adequado para alimentadores de distribuição multifásicos, que incluem energia de geração fotovoltaica e carga desequilibrada, impedância do cabo desequilibrada e acoplamento mútuo entre as fases. A precisão da redução foi estudada em um alimentador real da Califórnia, além disso, foram estudadas as localizações dos nós críticos, o tipo de carga, a irradiância solar, o nível de penetração da energia fotovoltaica e a distância do nó à subestação. Encontraram-se, diferenças de magnitudes de tensão nos nós inferiores a 1,13%, e economia de tempo computacional de até 96%.

Em Reiman et al. (2017) o objetivo é demonstrar que, por meio de um método de substituição de segmentos (topologia entre dois nós de interesse), é possível simplificar o modelo do sistema completo de distribuição de energia, identificando os nós de interesse que devem ser conservados. O segmento do sistema pode ser visto como uma rede de duas portas, onde podem ser desenvolvidas equações características em uma determinada topologia que o segmento apresenta. Essas equações características relacionam tensões e correntes de entrada e saída a um conjunto de parâmetros topológicos característicos, incluindo impedância de linha e magnitude de carga. O método de substituição apresentado neste artigo pode reduzir os nós do sistema completo em até 98% e produzir um erro de simplificação no estado da rede em tensão de até 0,002 p.u. (0,2%).

Casolino e Losi (2017) propõem uma formulação geral de redução de redes baseada no conceito de áreas de carregamento, desta vez enfatizando a aproximação produzida por esta técnica. Os agrupamentos de nós nas áreas de carga são obtidos considerando as principais restrições da rede (subtensão/sobretensão, carga) por meio de análise de fluxo de potência e com base em dados históricos obtidos do sistema de gerenciamento de distribuição. O impacto de cada injeção nodal é avaliado com base nas restrições selecionadas. Assim, o impacto da injeção nodal em cada restrição de carga de uma rede radial é encontrado com uma técnica simples de varredura em grafos, que constrói uma lista de todos os nós a jusante do componente envolvido, definindo como 1 se estiver na lista, e em 0 quando não estiver; o impacto da injeção em qualquer magnitude de tensão nodal é descrito pelo seu impacto na componente da magnitude de tensão dominante. Nas restrições de carga os nós com fator de impacto unitário são agrupados em áreas de cargas com sobrecarga, e em tensões, são obtidos agrupamentos para formar áreas de cargas de tensão (subtensão ou sobretensão). Em seguida, os nós encontrados com valores comparáveis para os dois problemas, carga e tensão, são combinados, encontrando na interseção destes as diferentes áreas de cargas que compõem o sistema completo. Por fim, obtém-se uma redução significativa na quantidade de informações necessárias para descrever a rede, bem como uma redução na carga computacional.

---

Pecenak et al. (2018) propõem um método diferente para reduzir o número de nós, cargas, geradores, linhas e transformadores em alimentadores de distribuição. Esse método leva em consideração a carga e as gerações multifásicas desequilibradas, a impedância assimétrica do cabo, o acoplamento mútuo, a capacitância do shunt e as mudanças na fase e na magnitude de tensão. O método é derivado da hipótese de geração de energia e carga constantes e usa a tecnologia de inversão da matriz de eliminação Gaussiana para obter o alimentador reduzido. Este método é o primeiro a testar o uso da tecnologia de eliminação gaussiana para reduzir a complexidade dos alimentadores, os quais são automaticamente considerados para sistemas multifásicos desbalanceados.

Os autores deste trabalho, em artigos anteriores, trataram de diversos temas relacionados às áreas de carregamento, nos quais consideravam apenas sistemas de distribuição balanceados. Assim, em Casolino e Losi (2019) os autores buscam obter áreas de cargas no caso geral de sistemas radiais desbalanceados, onde propõem um método para obter áreas de carga com a avaliação da influência da carga e da sensibilidade da tensão para cada fase individual. Conceitualmente, os métodos desenvolvidos para sistemas balanceados, quando considerados para sistemas de distribuição desbalanceados, que não é possível representá-los com um equivalente monofásico, necessitam de uma representação trifásica, onde um número correto de autovalores dominantes da representação espectral da matriz de admitância pode ser avaliado, o que resulta em áreas de carga diferenciadas por fase. Por isso, os autores propõem áreas de carga compostas por barras (entendendo uma barra como um conjunto de fases que podem ser monofásicas, bifásicas e trifásicas), levando em consideração que cada barra deve preservar os detalhes das condições individuais de operação de cada fase (nó) da rede. Os grupos de fase são combinados para obter grupos baseados em barramento, nos quais se obtêm áreas de carga com sobrecarga de barramento e áreas de carga de tensão de barramento.

De Carvalho et al. (2020) propõem uma técnica de redução de redes que permite a remoção simples de nós, e que apresenta robustez para a topologia da rede elétrica malhada e radial e dos sistemas desbalanceados modelados com fio neutro. Outro detalhe muito importante é que os testes não foram realizados apenas com a magnitude de tensão, mas também com tensões fasoriais, algo que não é comumente apresentado na literatura. Nesta técnica para uma reconfiguração da rede em malha, apresenta erros relativos máximos de 1,8%, nas perdas por alimentador reduzido IEEE de 123 nós, com geração fotovoltaica distribuída. Ela também é capaz de remover mais de 2000 barras de um alimentador com uma precisão de tensão fasorial de 99% e um aumento na aceleração do fluxo de potência de até 67%.

---

Casolino e Losi (2020) apresentam um método para obter a modelagem reduzida equivalente de uma rede de distribuição radial desequilibrada. Este modelo reduzido da rede de distribuição resulta da abordagem da área de carga, baseada no conceito de grupos de nós, após identificar a área de carregamento, a técnica efetua uma varredura gráfica em dois estágios (para trás e para frente), com a qual reduz gradativamente certas áreas de redes radiais em malhas; finalmente faz-se uma generalização, devido o tratamento uniforme dos nós, permitindo manter os nós monofásicos e/ou bifásicos mais representativos.

Sadnan e Dubey (2021) propõem um novo método de otimização distribuída para resolver o problema de fluxo de potência ótimo distribuído (D-OPF) baseado na abordagem de rede equivalente reduzida (ENApp), para sistemas de distribuição radiais. Especificamente, a topologia radial do sistema de distribuição é usada para desenvolver um algoritmo D-OPF viável e gerenciável computacionalmente. Ao contrário do modelo OPF centralizado equivalente (C-OPF), o D-OPF não requer nenhum coordenador central para otimização e envolve apenas a comunicação entre sistemas vizinhos; além disso, não há necessidade de ajuste de parâmetros, tornando a abordagem robusta para todas as condições de operação. O método proposto D-OPF converge para a solução da mesma qualidade que C-OPF e requer significativamente menos macroiterações em comparação com métodos de otimização distribuída de última geração.

### **1.2.2 Revisão bibliográfica sobre planejamento de curto prazo de SDEE**

Diversos estudos têm sido propostos na literatura com alternativas de planejamento de curto prazo de redes de distribuição, que consideram ações de planejamento em função da capacidade instalada, a alocação de bancos de capacitores e alocação de reguladores de tensão. Para explorar das vantagens da GD eólica e fotovoltaica, o planejamento passa também pela determinação da alocação, capacidade nominal, tipo e número de unidades a instalar, de forma a ter um controle coordenado das unidades GDs atribuídas para alocação. São considerados os trabalhos mais relevantes em que se tratam de problemas de planejamento de curto prazo, que se discutem e implementam uma metodologia que integre BC, RT, GD eólica e GD fotovoltaica, na medida do possível, considerando as incertezas dos parâmetros, como demanda e geração renovável. Assim, diferentes técnicas foram amplamente estudadas para otimizar essa integração no problema de planejamento de curto prazo, basicamente com foco em técnicas de programação não linear, linear e estocástica.

O objetivo do planejamento de curto prazo é garantir o desempenho operacional adequado do SDEE em um curto intervalo de tempo, e para isso são necessários algoritmos

---

eficientes computacionalmente e robustos. Pereira, Cossi e Mantovani (2013) propõem um algoritmo genético multiobjetivo para solução do problema de programação inteira mista não linear no planejamento de SDEE de curto prazo, que se consideram ações de planejamento: recondução, alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão na rede de distribuição. O modelo é validado em um sistema de distribuição de média tensão de 135 nós.

Trebolle et al. (2013) focam, principalmente, na necessidade de gestão ativa do sistema elétrico de distribuição, destaca como ferramenta fundamental a integração segura e eficiente para uma alta penetração dos recursos energéticos distribuídos. Além disso, fornecem recomendações técnicas, principalmente com foco na geração distribuída.

Gonçalves, Franco e Rider (2015) apresentam um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para planejar a expansão de curto prazo de um SDEE radial. No modelo proposto definem-se a construção e renovação dos circuitos existentes, a alocação de BCs (tipo e número de unidades em operação) e a alocação do RTs para minimizar o investimento e os custos operacionais anuais. A formulação é modelada matematicamente por meio de expressões lineares, implementada em AMPL e resolvida com o solver CPLEX. A precisão e eficiência da técnica foram testadas em um sistema de 54 nós e em um sistema real de 201 nós.

Pereira, Da Costa e Mantovani (2016) apresentam uma nova metodologia para alocação simultânea e dimensionamento otimizado de GD e BC em sistemas de distribuição, considerando a natureza estocástica da geração distribuída. O modelo foi validado em um sistema de distribuição de 69 nós.

Devido à tendência atual de aumento da penetração de geração distribuída de energia (GD), baseada principalmente em fontes renováveis, Quijano et al. (2017) propõem considerar simultaneamente o uso efetivo da energia através da obtenção de uma elevada proporção de geração de energia distribuída, por meio do gerenciamento da rede ativa (GAR). Para isso, desenvolve-se um algoritmo de otimização baseado em OPF linearizado multiobjetivo e multiperíodo que estima a quantidade máxima de capacidade instalada de GD que pode ser conectada à rede de distribuição, minimizando as perdas de energia e o consumo de cargas dependentes da tensão, sempre considerando as restrições físicas e operacionais da rede. A influência das incertezas na geração e carga é obtida por meio de um modelo de programação estocástica multiobjetivo de dois estágios, onde a função objetivo do primeiro estágio está relacionada à tomada de decisão, e a função objetivo do segundo estágio está relacionada às ações dos investimentos; com este problema estocástico multiobjetivo, uma aproximação da formulação determinística é gerada para o processo de geração e redução de cenários.

---

Para mitigar as consequências das mudanças climáticas, a visão do futuro sistema implica em uma mudança de paradigma para um sistema energético distribuído (SED). No entanto, o processo de projeto de um SED pode ser afetado pelas incertezas dos parâmetros, o que pode levar a decisões de projetos subótimos. Portanto, a caracterização das incertezas nos parâmetros envolvidos na operação e planejamento do sistema é necessária e consiste na identificação de suas fontes através dos parâmetros do modelo e na atribuição de sua descrição matemática. O objetivo de Mavromatidis, Orehounig e Carmeliet (2018), em função do que foi apresentado anteriormente, é identificar e classificar os parâmetros de incertezas mais importantes em um modelo de projeto SED típico. Os aspectos incertos investigados referem-se à disponibilidade de fontes renováveis de energia (eólica e solar) e à demanda energética futura, que devem atender às características econômicas, ambientais e técnicas dos elementos que compõem os SED.

Resener et al. (2018) consideram que o objetivo principal do planejamento relacionado à expansão dos sistemas de distribuição de energia, seja otimizar os investimentos, que incluem a minimização dos seus custos totais e de operação, para atender a carga prevista devido à demanda crescente, considerando as restrições relacionadas aos aspectos técnicos e econômicos. Elevados valores de perdas de potência, baixo fator de potência e magnitudes de tensão inadequadas são relatadas como as principais preocupações no planejamento de expansão de curto prazo. Portanto, sugere-se que a solução mais comum para melhorar o desempenho de um SDEE seja a instalação de BCs e RTs, considerando-se que esses dispositivos podem ser instalados em diferentes nós do SDEE, e que isso leva à geração dos chamados problemas de atribuição ótimos de BCs e RTs.

O objetivo principal de Melgar-Dominguez, Pourakbari-Kasmaei e Mantovani (2018) é desenvolver o planejamento de curto prazo que inclua a integração de tecnologias baseadas em energias renováveis e que aproveite os benefícios de cada alternativa de investimento, para maximizar a eficiência do SDEE, levando em consideração não só os aspectos econômicos, mas também os ambientais, para obter um sistema com baixa emissão de carbono. No modelo são consideradas várias ações de planejamento, como a localização e a capacidade dos dispositivos de suporte reativo (BC) e unidades GD que utilizam como fonte primária energia renovável (especialmente PV e WD) e equipamentos para o controle de tensão. Este problema de otimização combinatória é essencialmente um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM) que é transformado através de manipulação algébricas em um modelo de programação linear inteira mista (PLIM). Para incorporar as incertezas na demanda de eletricidade e na produção de energia renovável, é proposta uma técnica de otimização adaptativa robusta

---

em três níveis. Assim, para resolver este problema, foi aplicado o algoritmo de geração de restrições e colunas (C&CG).

Resener et al. (2019) propõem um modelo completo de programação inteira mista linearizada aplicável ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia. Para obter o ponto de operação em regime permanente em sistemas de distribuição, neste modelo garante-se a convergência da otimização, usando técnicas clássicas de otimização. Na formulação apresentada consideram-se a alocação de RTs, BCs fixos e BCs chaveados para melhorar o perfil de tensão e minimizar as perdas de energia em sistemas de distribuição de energia com GD. Determinam-se também a posição ótima dos taps dos RTs e a melhor estratégia operacional para os GDs com relação à magnitude de tensão, e o fator de potência e a injeção de potências ativa e reativa. Consideram-se que, as principais contribuições deste trabalho são um modelo linearizado para determinar o ponto de operação em regime permanente de sistemas de distribuição de energia com RT e GD, uma nova formulação PLIM para resolver simultaneamente os problemas de alocação de RT e BC, e a inclusão da contribuição dos GDs, simultaneamente, com todos os dispositivos de controle.

Melgar-Dominguez et al. (2019) apresentam uma abordagem estratégica alternativa para o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de curto prazo, comprometidas com o meio ambiente. Esta abordagem é baseada em ações de planejamento tradicionais, como reforço de circuitos existentes, a capacidade e localização de CBs fixos e chaveados e a alocação de equipamentos de RT para melhorar o desempenho da rede de distribuição elétrica e minimizar os custos de investimento, operacionais e impostos por excedentes nas emissões de carbono. Ao contrário dos métodos tradicionais de planejamento de curto prazo, as cargas são representadas por um modelo exponencial, dependentes da tensão, que permitem representar no modelo de planejamento benefícios substanciais relacionados à economia de energia. Esta estratégia é formulada como um modelo de programação não linear inteira mista não convexa que, usando técnicas de linearização apropriadas, é reformulado em um modelo de programação linear inteira mista.

Em Quijano (2020) apresenta-se uma estratégia de planejamento do ponto de vista do operador do sistema de distribuição (OSD), que visa maximizar a penetração da geração distribuída, resolvendo um problema de programação linear inteira mista estocástica de dois estágios. No primeiro estágio, maximiza-se a capacidade instalada de geração distribuída e no segundo estágio minimizam-se as perdas de energia durante o horizonte de planejamento. As incertezas associadas à geração distribuída e demanda convencional são representadas usando FDPs. São

---

apresentados resultados de que a capacidade instalada de GD na rede pode ser aumentada em até 15%, em comparação com outras abordagens.

Em Sun et al. (2021) é proposta uma estratégia de investimento flexível em vários estágios para o problema de expansão em sistemas de distribuição, em que o processo de planejamento é formulado através do modelo baseado no processo de decisão de Markov, onde as decisões de planejamento são tomadas sequencialmente considerando tanto os custos atuais quanto os custos variáveis futuros, sob a incerteza do crescimento de carga a longo prazo. O problema de grande porte, que é intratável devido ao número de variáveis envolvidas, é formulado como um modelo de programação estocástica multi-estágio, no qual é utilizada uma abordagem de programação dinâmica aproximada, considerando a incerteza do crescimento a longo prazo da carga do sistema, e flutuação de curto prazo da potência, para decompor o problema de otimização multi-estágio original em subproblemas sequenciais que podem ser facilmente resolvidos.

### **1.2.3 Considerações sobre a revisão bibliográfica**

As estratégias de solução do problema de planejamento descritas na bibliografia dependem diretamente do número de variáveis de decisão consideradas na modelagem matemática, e suas aplicações são limitadas na simulação de SDEEs de grande porte. Este aspecto é suficiente para evidenciar a necessidade de investigar novas abordagens que envolvam métodos de redução de rede, com o objetivo de reduzir o número de cálculos e aumentar a velocidade das simulações na modelagem matemática para aplicação em problemas práticos reais.

Analisando-se os trabalhos da literatura, conclui-se que a aplicação de técnicas de redução em SDEEs têm sido pouco pesquisadas, e os poucos trabalhos encontrados estão fundamentados em fornecer uma solução alternativa para solução de problemas de planejamento e controle de sistemas de grande porte, sem focar na própria técnica de redução. Assim, neste trabalho propõe-se complementar as lacunas teóricas e práticas relacionadas com o desenvolvimento de uma metodologia para a obtenção de equivalentes estáticos de redes radiais trifásicas equilibradas, proporcionando uma nova abordagem alternativa, focada na própria técnica de redução, diferente das que existem atualmente na literatura. Desta forma, propõe-se desenvolver uma nova filosofia teórica para o pré-processamento de redes de distribuição de grande porte, como uma nova linha de pesquisa, com o objetivo de atender às necessidades de operadores e analistas dos SDEEs das empresas distribuidoras.

---

A proposta desta tese é baseada nos trabalhos desenvolvidos pelos autores em Salas, Melgar-Dominguez e Mantovani (2020) e Melgar-Dominguez, Salas e Mantovani (2021), que desenvolvem a proposta de equacionamento e modelamento matemático na primeira versão da técnica de redução de nós (apêndice A). Salas, Melgar-Dominguez e Mantovani (2020) limitam-se a resolver um modelo PLIM determinístico considerando um SDEE de 135 nós, cujas ações de planejamento são determinadas com base no SDEE equivalente encontrado com a técnica de redução. Em Melgar-Dominguez, Salas e Mantovani (2021) estendeu-se a resolução para um modelo PLIM estocástico multiperíodo de dois estágios, no qual o SDEE equivalente de um sistema de 1080 nós, é considerado para determinar as ações de planejamento de curto prazo. No entanto, nestes dois últimos trabalhos limita-se ao uso de uma técnica de redução de nós, onde os SDEEs equivalentes encontrados ainda apresentam limitações em termos de erros nas magnitudes de tensões e perdas que podem ser melhorados. Nesse contexto, neste trabalho visa-se preencher parte da lacuna existente, aproveitando o desenvolvimento de uma nova metodologia que apresenta uma técnica aprimorada de redução de nós, que inclui também uma técnica de compensação, para encontrar o melhor sistema equivalente (com menos erros) a ser utilizado no planejamento de curto prazo de SDEEs.

### 1.3 CONTRIBUÇÕES

As contribuições, considerando-se os trabalhos da literatura que foram discutidos, estão relacionadas principalmente, com a metodologia proposta, composta por duas versões de uma nova técnica de redução de nós baseada em equivalentes elétricos, e uma técnica de compensação, para sua posterior aplicação através de uma nova estratégia, no planejamento de SDEEs de grande porte. Dessa forma as principais contribuições deste trabalho são descritas com mais detalhes, a seguir:

- Proposta de duas versões de uma metodologia para obtenção de equivalentes estáticos que apresentem o comportamento físico e operacional semelhantes à rede de distribuição de energia elétrica original para estudos de planejamento da operação e expansão de redes de grande porte.
- Proposta de uma técnica de compensação para encontrar e selecionar o melhor SDEE equivalente para estudos de planejamento. Esta técnica tem como objetivo reduzir erros

---

---

nas perdas ativas, perdas reativas e magnitudes de tensão em relação ao estado operacional do sistema original, até obter o melhor SDEE equivalente.

- Validar a técnica de redução na solução de problemas de planejamento de curto prazo, utilizando o melhor SDEE equivalente obtido através da metodologia proposta.

#### 1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este manuscrito está estruturado em 5 capítulos, cujos conteúdos estão resumidos a seguir:

Capítulo 2: Neste capítulo desenvolve-se a última versão da técnica de redução de rede em SDEEs trifásicas equilibradas a partir da hipótese inicial considerando-se a estrutura geral dos dados extraídos do SDEE radial original usando sua representação monofásica. São obtidos os algoritmos que tornam a técnica de redução de rede funcional, e as equações para redução de nós, que não são de interesse, localizados em diferentes setores da rede, como eliminação de nós terminais e os nós localizados entre os nós de interesse.

Capítulo 3: Apresenta-se um resumo teórico do problema de planejamento de curto prazo e a integração no modelo dos parâmetros referentes aos cenários representativos da demanda convencional e da geração distribuída. Com esse problema de planejamento objetiva-se testar o desempenho da técnica de redução de rede desenvolvida. Compõem este capítulo seções que apresentam a geração de cenários representativos de demanda convencional, geração eólica e geração fotovoltaica, e um modelo PLIM estocástico de dois estágios.

Capítulo 4: Neste capítulo apresentam-se, na subseção 4.1, os resultados encontrados para os erros máximos em perdas ativas, perdas reativas e magnitudes de tensão, entre o SDEE original de um conjunto de SDEEs equivalentes obtidos com a última versão da técnica de redução de nós. Na subseção 4.2; de 4.2.1 a 4.2.3, são apresentados os resultados da comparação, após a aplicação da ferramenta de compensação ao SDEE equivalente obtido inicialmente, com ambas as versões da técnica de

redução; finalmente das subseções 4.2.4 para 4.2.5, apresentam-se os resultados das ações e validação do problema de planejamento.

Capítulo 5: Neste capítulo apresentam-se as conclusões finais e sugestões de desenvolvimentos de futuros trabalhos. Os resultados comparativos que mostram melhorias da nova técnica de redução em relação às existentes na literatura, que fazem com que o objetivo geral deste trabalho tenha sido alcançado. Desenvolvimentos futuros apresentam propostas de pesquisas futuras, considerando a importância de continuar validando a nova metodologia proposta aplicada na obtenção de melhores SDEEs equivalentes, em particular sistemas trifásicos desequilibrados.

---

## 5 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

---

A partir de técnicas propostas na literatura (Apêndice A), desenvolveu-se uma nova técnica de redução de nós para obtenção de sistemas equivalentes estáticos de redes radiais trifásicas equilibradas de distribuição. Na metodologia apresenta-se uma nova proposta, onde muitos casos particulares encontrados na busca de equivalentes elétricos são considerados, além de um equacionamento em que se evitou o uso de aproximações para obtenção dos parâmetros da rede equivalente, calculando, em cada passo do algoritmo, os valores destes parâmetros através dos resultados fornecidos pelo processamento do programa de cálculo de fluxo de potência.

A versão mais recente da nova técnica de redução de nós consiste de um procedimento dinâmico que se desenvolve por todo o SDEE, substituindo, nós e circuitos não desejados por seus equivalentes elétricos. Esta última versão apresentou melhorias consideráveis em relação às existentes na literatura, devido ao fato de não considerar aproximações dos parâmetros nas equações propostas para encontrar os equivalentes elétricos, e o suporte constante do cálculo de fluxo de potência permite atualizar e disponibilizar todos os parâmetros necessários, fazendo com que, na redução de nós e circuitos, o equivalente elétrico apresente menos erros. Além dos bons resultados obtidos com a última versão da técnica de redução de nós no capítulo 4.1, foi apresentada uma metodologia adicional com a qual é possível reduzir ainda mais os erros nos valores das perdas ativas e magnitudes de tensão nos SDEEs equivalentes, que consiste na adição, no modelo reduzido básico, de nós com determinadas características elétricas e de carregamento, denominando-a de compensação por adição de nós.

Utilizando a última versão da técnica de redução de nós, na primeira parte foram encontrados até 109 SDEEs equivalentes reduzidos, sendo os nós de interesse os nós extremos localizados nos ramos com maior fluxo de potência, onde o maior erro nas perdas ativas encontrado foi de 0,2630%; posteriormente, tomando como referência os nós extremos encontrados anteriormente, em uma segunda parte são escolhidos para compensação os nós localizados nos ramos principais do SDEE (a compensação nesta parte nem sempre produz bons resultados devido às características e localização dos nós de compensação). O SDEE equivalente de 147 nós em que ocorreu o erro máximo de perdas ativas, foi escolhido para ser compensado, onde se somando até 53 nós, os erros foram reduzidos em até 80,42%, 92,06% e 39,3% para perdas ativas, perdas reativas e magnitudes de tensão, respectivamente.

Como aplicação da técnica de redução, apresentou-se no Capítulo 3 e na subseção 4.2 uma estratégia para abordar o planejamento de curto prazo formulado como um modelo de otimização linear inteiro misto estocástico. A técnica de redução foi testada no SDEE de 1080

---

nós, onde, tendo os nós candidatos previamente selecionados pelos ESDs com base em suas experiências e técnicas existentes na literatura, obtém-se um SDEE equivalente inicial com um número mínimo de 28 nós. Para reduzir os erros encontrados neste SDEE equivalente inicial, posteriormente foi gerada uma família de SDEEs equivalentes, utilizando a técnica de compensação de nós aplicada de forma inversa, pois os nós de compensação são aqueles nós extremos ligados aos 22 nós candidatos e os nós extremos localizados nas regiões de maior demanda. Utilizando-se estas técnicas, dois SDEEs equivalentes adicionais foram gerados para serem estudados - SDEE37 e SDEE110. Os resultados mostram que para cada SDEE equivalente são obtidas ações alternativas de planejamento que melhoram a operação do SDEE original. Em síntese, as soluções que dão origem às ações de planejamento obtidas para cada SDEE equivalente, quando projetadas no SDEE completo de 1080 nós, estima que dos três SDEEs equivalentes analisados (SDEE28, SDEE37 e SDEE110), o SDEE equivalente de 110 nós é o que apresenta menores erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão, sendo a alternativa de planejamento mais precisa.

Portanto, neste capítulo é apresentada uma lista de conclusões encontradas a partir dos objetivos alcançados, e posteriormente uma lista de direções para pesquisas futuras.

## 5.1 CONCLUSÕES

- Os 109 SDEEs equivalentes mostrados no capítulo 4.1 com a segunda versão da técnica de redução de nós, apresentam resultados de uma família de SDEEs equivalentes que possuem em comum nós extremos localizados nos ramos com maior fluxo de potência no sistema de 1080 nós. Propôs-se uma técnica inicial de compensação, usando como exemplo o SDEE equivalente de 147 nós, que apresentou maiores erros nas perdas ativas. Com a adição de nós de compensação para completar um SDEE equivalente de 200 nós, é possível reduzir erros nas magnitudes de tensão de 0,001888% para 0,001146% e nas perdas ativas de 0,2630% para 0,051490%.
- As comparações percentuais encontradas para as perdas ativas no capítulo 4.2 mostram reduções na segunda versão em relação à primeira versão entre 92,2579% e 98,8468%, enquanto os erros máximos nas magnitudes de tensão mostram reduções a favor da primeira versão da técnica, entre 85,13019% e 98,3426%. Os erros iniciais nas magnitudes de tensão obtidos com a segunda versão não são tão altos (inferiores a 0,3%), ao contrário dos erros iniciais nas perdas ativas obtidos com a primeira versão da técnica de redução (superiores a 1,6%).

- 
- Com a ferramenta de compensação, ambas as versões da técnica de redução convertem, por adição de nós, o SDEE equivalente inicial de 28 nós para um SDEE equivalente compensado de 138 nós. Desta forma, para esse sistema os erros nas perdas ativas diminuem com a primeira versão de 1,6440% até quase estabilizar em 0,1413%, e com a segunda versão de 0,1189% até permanecer quase constante em 0,0030%. Os erros nas magnitudes de tensão na primeira versão reduzem de 0,005752% até 0,001140%, com a segunda versão de 0,2790% até 0,01166%.
  - Os tempos de obtenção dos SDEEs equivalentes em Matlab, com a última versão da técnica de redução, variam entre 25 e 32 segundos e com a primeira versão entre 7 e 9 segundos. Esses tempos computacionais maiores consumidos pela implementação computacional da segunda versão da técnica de redução estão relacionados com o processamento do programa de fluxos de potência, para a obtenção dos parâmetros requeridos no equacionamento, para encontrar as demandas e impedâncias equivalentes.
  - A ferramenta de compensação composta por nós extremos, localizados nos finais das linhas principais com maior fluxo de potência do SDEE completo, justifica-se pelo fato de procurar restabelecer, a partir do SDEE equivalente, as principais características físicas e operacionais do sistema completo.
  - Após uma série de testes realizados, observou-se que a redução dos erros nas perdas ativas apresenta, como parte do balanço de fluxo de potência, um aumento nos erros nas magnitudes de tensão, tomando como referência os resultados obtidos com a primeira versão da técnica de redução. Portanto, com a segunda versão da técnica, na equação e nos casos considera-se a redução dos erros nas perdas ativas e faz com que os erros nas magnitudes de tensão aumentem menos significativamente.
  - Além de propor um SDEE equivalente, neste trabalho são propostos critérios para obter uma família de SDEEs equivalentes que possuam os nós iniciais de interesse em que os erros nas perdas ativas e magnitudes de tensão são reduzidos.
  - Com os nós candidatos escolhidos pelos ESDs somados aos nós de junção e subestação, sempre é possível encontrar um SDEE equivalente com o menor número de nós. Posteriormente, com os erros encontrados no sistema equivalente, decide-se se é conveniente optar pela compensação de nós, desde que esta seja econômica e tecnicamente vantajosa, pois implica um aumento do número de nós e, portanto, um aumento de tempo de processamento e memória computacional.

- 
- Com as soluções encontradas no planejamento com SDEE28, SDEE37 e SDEE110, é possível corrigir os limites operacionais de magnitudes de tensão inviáveis nos 3 anos do horizonte de planejamento, que ficaram abaixo dos limites estabelecidos de 0,95 e acima dos limites estabelecidos de 1,05.
  - Os valores menores, obtidos com as comparações percentuais na etapa de validação, mostram que as alternativas de planejamento encontradas com os SDEEs equivalentes obtidos com a segunda e última versão da técnica de redução são mais precisas, e que esses valores melhoram ainda mais, se for considerada a metodologia de compensação.
  - A estratégia de obtenção de equivalentes estáticos através da metodologia proposta, que inclui a eleição dos nós candidatos a alocar equipamentos que melhorem a operação da rede, a obtenção do SDEE equivalente e a compensação deste equivalente elétrico pode ser utilizada como uma ferramenta alternativa que facilita os ESDs no processo de tomada de decisões.

## 5.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

- Integrar no modelo outras ações de planejamento de médio prazo, como por exemplo, a substituição de condutores elétricos, etc.
- Adequar a técnica de redução de nós em SDEEs, desenvolvida até agora em Matlab e MatPower, para que possa ser usada no Matlab e OpenDSS.
- Procurar outras aplicações, onde o SDEE equivalente não necessariamente substitui o SDEE original, mas que seja suficiente para oferecer uma solução alternativa que possa auxiliar na tomada de decisão.
- Desenvolver uma técnica baseada em clusterização para encontrar as alocações dos nós candidatos, a alocação de equipamentos de regulação de tensão, compensação de reativos e geração distribuída de propriedade da empresa distribuidora.
- Desenvolver novos avanços na técnica de redução de SDEEs, desta vez considerando sistemas trifásicos desequilibrados.
- Provar matematicamente através de teoremas as equivalências entre o sistema original e os sistemas equivalentes.

---

---

## REFERÊNCIAS

---

---

ABOUZahr, I.; RAMAKUMAR, R. An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 627-638, Dec 1991.

ATWA, Y. *et al.* Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 1, p. 360-370, Oct 2009.

BARINGO, L.; CONEJO, A. Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. **Applied Energy**, Oxford, v. 101, p. 475-482, Jan 2013.

CASOLINO, G. M.; LOSI, A. Load area application to radial distribution systems. In: **2015 IEEE 1st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a better tomorrow (RTSI)**. Turin: [s. n.], 2015. p. 269-273.

CASOLINO, G. M.; LOSI, A. Load areas in distribution systems. In: **2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**. Rome: [s. n.], 2015. p. 1637-1642.

CASOLINO, G. M.; LOSI, A. Specialized methods for the implementation of load areas in radial distribution networks. In: **IEEE 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)**. Genoa: [s. n.], 2016. p. 1-7.

CASOLINO, G. M.; LOSI, A. Load areas in radial unbalanced distribution systems. **Energies**, Basel, v. 12, n. 15, p. 3030, Aug 2019.

CASOLINO, G. M.; LOSI, A. Reduced Modeling of Unbalanced Radial Distribution Grids in Load Area Framework. **IEEE Access**, Piscataway, v. 8, p. 179931-179941, Sep 2020.

CASOLINO, G.; LOSI, A. Load Area model accuracy in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 143, p. 321-328, Feb 2017.

DE CARVALHO, A. M. *et al.* Generalized Power Grid Reduction Technique. In: **IEEE 2020 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. Brasilia, DF: [s. n.], 2020. p. 1-6.

GONÇALVES, R. R.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 9, n. 3, p. 256-266, Feb 2015.

MANNA, N.; SIL, A. K. Multiple Objective Modelling by Forming Dynamic Clusters of Peak Loads and Distributed Generations for Energy Management in Grid Connected Mode. In: **2020 IEEE Applied Signal Processing Conference (ASPCON)**. Kolkata: [s. n.], 2020. p. 46-50.

MAVROMATIDIS, G.; OREHOUNIG, K.; CARMELIET, J. A review of uncertainty characterisation approaches for the optimal design of distributed energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 88, p. 258-277, May 2018.

---

MELGAR-DOMINGUEZ, D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive robust short-term planning of electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy based DG units. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 10, n. 1, p. 158-169, Apr 2018.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D. et al. Voltage-dependent load model-based short-term distribution network planning considering carbon tax surplus. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 13, n. 17, p. 3760-3770, July 2019.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D. **Planejamento de curto prazo de redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas na geração e demanda**. 2018. 125 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira, 2018.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; SALAS, R. W.; MANTOVANI, J. R. S. Short-Term Distribution System Planning Using a System Reduction Technique. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 153586-153598, Nov 2021.

MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 6, n. 4, p. 1466-1474, Oct 2015.

NAGARAJAN, A.; AYYANAR, R. Application of minimum spanning tree algorithm for network reduction of distribution systems. In: **IEEE 2014 North American Power Symposium (NAPS)**. Pullman: [s.n.], 2014. p. 1-5.

PECENAK, Z. K. et al. Multiphase distribution feeder reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 1320-1328, March 2017.

PECENAK, Z. K. et al. Inversion reduction method for real and complex distribution feeder models. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 34, n. 2, p. 1161-1170, Sep 2018.

PEREIRA, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective short-term planning of electric power distribution systems using NSGA-II. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 24, n. 3, p. 286-299, Jun 2013.

PEREIRA, B. R.; DA COSTA, G. R. M.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 7, n. 3, p. 975-984, July 2016.

QUIJANO, D. A. et al. Stochastic assessment of distributed generation hosting capacity and energy efficiency in active distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 11, n. 18, p. 4617-4625, 2017.

QUIJANO, D. A. et al. Increasing distributed generation hosting capacity in distribution systems via optimal coordination of electric vehicle aggregators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 15, n. 2, p. 359-370, Sep 2020.

---

QUIJANO, D. A. R. **Solução baseada em programação estocástica para a gestão de redes de distribuição ativas considerando eficiência energética**. 2018. 148 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho" - UNESP, Ilha Solteira, 2018.

REIMAN, A. P. *et al.* Electric power distribution system model simplification using segment substitution. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 3, p. 2874-2881, Sep 2017.

RENO, M. J. *et al.* Reduction of distribution feeders for simplified PV impact studies. In: **IEEE 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. Tampa: [s. n.], 2013. p. 2337-2342.

RENO, M. J.; BRODERICK, R. J.; GRIJALVA, S. **Formulating a simplified equivalent representation of distribution circuits for pv impact studies**. Sandia National Laboratories. New Mexico and California, p. 1-31. 2013.

RESENER, M. *et al.* Optimization techniques applied to planning of electric power distribution systems: a bibliographic survey. **Energy Systems**, Berlin, v. 9, n. 3, p. 473-509, Jan 2018.

RESENER, M. *et al.* A comprehensive MILP model for the expansion planning of power distribution systems - part I: problem formulation. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 170, p. 378-384, May 2019.

SADNAN, R.; DUBEY, A. Distributed Optimization using Reduced Network Equivalents for Radial Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 36, n. 4, p. 3645 - 3656, July 2021.

SALAMEH, Z. M.; BOROWY, B. S.; AMIN, A. R. Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors. **IEEE transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 10, n. 2, p. 326-332, June 1995.

SALAS, R. W.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; MANTOVANI, J. R. Optimal Allocation of Distributed Generation and Reactive Power in Simplified Distribution systems. In: **IEEE 2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D LA)**. Montevideo: [s.n.], 2020. p. 1-6.

SARMA, A. K.; RAFI, K. M. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using plant growth simulation algorithm. **International Journal of Advanced Science and Technology**, Hobart, v. 30, n. 5, p. 43-54, Feb 2011.

SHAPOVALOV, A.; SPIEKER, C.; REHTANZ, C. Network reduction algorithm for smart grid applications. In: **IEEE 2013 AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (AUPEC)**, 2013, Hobart. **Proceedings [...]** Hobart: [s. n.], 2013. p. 1-5.

SUN, Q. *et al.* Flexible expansion planning of distribution system integrating multiple renewable energy sources: An approximate dynamic programming approach. **Energy**, Oxford, v. 226, p. 120367, July 2021.

TREBOLLE, D. *et al.* Active distribution system management. In: IET 22ND INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED 2013), 2013, Stockholm. **Proceedings** [...] Stockholm: [s. n.], 2013. p. 1-4.

U.S.-ENERGY-INFORMATION-ADMINISTRATION. **Energy-Related CO2 Emission Data Tables**, New York: 2018. Disponivel em: [www.eia.gov/environment/emissions/state/](http://www.eia.gov/environment/emissions/state/). Acesso em: 29 ago. 2021.

WANG, et al. Stochastic DG placement for conservation voltage reduction based on multiple replications procedure. **IEEE Transactions on power Delivery**, Piscataway, v. 30, n. 3, p. 1039 -1047, June 2015.