

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
INFRAESTRUTURA URBANA**

RENE VERINAUD ANGUITA JUNIOR

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO ÓTIMA DE
DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

**CAMPINAS-SP
2018**

RENE VERINAUD ANGUITA JUNIOR

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO ÓTIMA DE
DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada como exigência para obtenção do Título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, da Pontifícia Universidade Católica de Campinas.

Orientadora: Prof. Dra. Marina Lavorato de Oliveira.

**CAMPINAS-SP
2018**

Ficha catalográfica elaborada por Marluce Barbosa – CRB 8/7313
Sistema de Bibliotecas e Informação - SBI - PUC-Campinas

t621.391 Anguita Junior, Rene Verinaud.
A594p Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia / Rene Verinaud Anguita Junior. - Campinas: PUC-Campinas, 2018.
76f.

Orientadora: Marina Lavorato de Oliveira.
Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Programação linear. 3. Sistemas de energia elétrica. 4. Energia - Armazenamento. I. Oliveira, Marina Lavorato de. II. Pontifícia Universidade Católica de Campinas. Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias. Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana. III. Título.

CDD – 22. ed. t621.391

RENE VERINAUDANGUITA JUNIOR

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO ÓTIMA DE
DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Orientador (a): Prof. (a). Dr. (a). Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação defendida e aprovada em 19 de dezembro de 2018 pela Comissão Examinadora constituída dos seguintes professores:



Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Orientadora da Dissertação e Presidente da Comissão Examinadora
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior.
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

AGRADECIMENTOS

Agradeço a os meus familiares, amigos, professores e funcionários, que ajudaram direta ou indiretamente no trabalho, mas em especial:

- A meus pais e irmão que sempre estiveram do meu lado, ajudando e incentivando em momentos difíceis.
- A Eloísa que sempre esteve tentando entender e ajudar em meu trabalho, mesmo vindo de uma área diferente;
- A Professora Dra. Marina Lavorato de Oliveira, pelas suas orientações e ensinamentos durante esses anos de mestrado;
- A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela oportunidade e apoio financeiro;

“I don't want to believe.

I want to know.”

Carl Sagan

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica modernos vêm sofrendo grandes mudanças com a integração de recursos energéticos renováveis, enfrentando com isso novos desafios no que diz respeito à operação eficiente destas fontes e o impacto que eles causam no sistema. Atualmente, a geração distribuída, que tem a premissa de posicionar a geração da energia mais próxima ao local onde está sendo consumida, vem se popularizando com fontes de geração fotovoltaica. Devido a intermitência de sua geração e, frequentemente, o nível de maior demanda do sistema não acompanhar os picos de sua geração, torna o uso de dispositivos de armazenamento de energia necessários para a correção dessa intermitência da potência injetada no sistema. O objetivo desse trabalho é apresentar um modelo matemático de programação linear inteira mista para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia, cujas variáveis de decisão são, a construção e/ou recondutoramento de circuitos de distribuição, construção e/ou repotenciação de subestações e alocação de dispositivos de armazenamento de energia.

Palavras-chave: sistema de distribuição de energia elétrica, programação linear inteira mista, planejamento da expansão, dispositivos de armazenamento de energia.

ABSTRACT

Modern electricity distribution systems have undergone major changes with the integration of renewable energy resources, facing new challenges with regard to the efficient operation of these sources and the impact they cause on the system. Currently, distributed generation, which has the premise of positioning the generation of energy closer to the place where it is being consumed, has become popular with photovoltaic generation sources. Due to the intermittency of its generation and often the level of greater demand of the system does not accompany the peaks of its generation, it makes the use of energy storage devices necessary to correct this intermittence of the power injected into the system. The objective of this work is to present a mathematical model of mixed integer linear programming for the planning of the expansion of the electric power distribution systems considering the optimal allocation of energy storage devices, whose decision variables are the construction and / or re-conversion of distribution circuits, building and / or repowering of substations and allocation of energy storage devices.

Keywords: electric power distribution system, mixed integer linear programming, expansion planning, energy storage devices.

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS.

AMPL	Linguagem de Programação Matemática
AND	Direções Aproximadas de Newton
BC	Banco de Capacitores
DAE	Dispositivos de Armazenamento de Energia
DAM	Mercado do Dia Seguinte
FO	Função Objetivo
FPO AC	Otimização do Fluxo de Potência de Corrente Alternada
GD	Geração Distribuída
NSGA I	Algoritmo genético de ordenação de segunda geração não dominada
PEAB	Planejamento da Expansão e Alocação de Bateria
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista
PLIM	Programação Linear Inteiro Misto
RTM	Mercado em Tempo Real
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SE Subestação

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema da linearização de $V_{j,d}^{ini}$	17
Figura 2 - Esquema da Linearização de $\hat{P}_{ij,e}^2, \hat{Q}_{ij,e}^2$	17
Figura 3 – Fluxograma da heurística de busca local.	24
Figura 4 – Sistema de 10 Barras.	25
Figura 5 – Topologia para cada proposta de solução.	27
Figura 6 – Sistema de 11 Barras.	28
Figura 7 – Parâmetros de entrada para o sistema de 11 Barras.	29
Figura 8 – Comparação entre as potências da SE, para os Testes 1 e 2.	30
Figura 9 – Resultado do Teste 2 para o sistema de 11 Barras.	31
Figura 10 – Resultado do Teste 3 para o sistema de 11 Barras.	32
Figura 11 – Sistemas 23 Barras com 1 SE e 22 barras de carga.	33
Figura 12 – Resultados do Teste 1 para o sistema de 23 Barras.	34
Figura 13 – Sistema para o Teste 2 para o sistema de 23 Barras.	35
Figura 14 – Resultados do Teste 2, construção de circuitos de SE.	36
Figura 15 – Comportamento unitário da demanda Ativa e Reativa, no período de 72 horas.	37
Figura 16 – Topologia alocando bateria no sistema de 23 barras.	38
Figura 17 – Comportamento da potência da SE.	39
Figura 18 – Comportamento da energia e potência injetada e estocada, baterias alocadas.	39

Figura 19 – Topologia do Teste 4 para o sistema de 23 barras.	40
Figura 20 – Custos do modelo de Expansão e da Operação da DAE.....	41
Figura 21 – Custos do modelo de Expansão.....	41
Figura 22 – Custos do modelo de Operação da DAE.	42
Figura 23 – Topologia inicial do sistema de 24 barras e 4 SE.....	44
Figura 24 – Sistemas do Teste 1 para o sistema de 24 Barras.....	45
Figura 25 – Custos do modelo de Expansão e da Operação da DAE.....	46
Figura 26 – Custos do modelo de Expansão.....	46
Figura 27 – Custos do modelo de Operação.....	47
Figura 28 – Melhores resultados do modelo de Expansão (Proposta 2) e Operação (Proposta 13).....	48
Figura 29 – Sistema inicial com 50 barras e 4 SE.....	49
Figura 30 – Resultado do Teste 1 para o sistema de 54 Barras.	50
Figura 31 – Topologia inicial de 136 barras.	51
Figura 32 – Topologia encontrada para o planejamento da expansão para o sistema de 136 Barras.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados do planejamento da expansão, para o sistema 11 Barras....	26
Tabela 2 - – Resultados da operação dos DAEs, para o sistema 11 Barras.....	26
Tabela 3 – Comparação de resultados do Teste 2.....	31
Tabela 4 – Resultados numéricos do Teste 1.....	34
Tabela 5 – Resultados numéricos do Teste 2 para o sistema de 23 Barras.	36
Tabela 6 – Resultado dos custos para o Teste 3.....	38
Tabela 7 – Custos das duas melhores propostas de solução, para cada modelo....	42
Tabela 8 – Resultados do modelo completo com o melhor resultado da heurística..	43
Tabela 9 – Resultados do Teste 1 para o sistema de 24 Barras.....	45
Tabela 10 – Melhores resultados do modelo de Expansão (Proposta 1) e Operação (Proposta 13).....	48
Tabela 11 – Comparação de resultados do planejamento da expansão.....	50
Tabela 12 – Resultado do sistema de 136 barras.....	52

LISTA DE SÍMBOLOS

CONJUNTOS

- Ω_D Níveis de demanda.
- Ω_C Tipo de condutor.
- Ω_N Barras.
- Ω_L Circuitos.
- Ω_{CSE} Tipo de Subestações.
- Ω_{NSE} Barras de Subestações.
- Ω_{NP} Barras de passagem.

PARÂMETROS

- $c^{ij,c}$ Custo de construção do condutor tipo c do circuito ij.
- $c_{n,cse}^R$ Custo fixo da repotenciação da subestação na barra n, do tipo cse.
- $c_{n,cse}^{SE}$ Custo fixo da construção da subestação na barra n, do tipo cse.
- C_n^{ESE} Custo da energia, na SE n.
- C_n^{OSE} Custo da operação da subestação, na SE n.

c^{ESD}	Custo da energia da bateria.
ζ	Taxa de juros.
A	Duração dos anos em um estágio.
ϕ_L	Fator de perda para o circuito.
ϕ_S	Fator de perda para a subestação.
α	Número de horas em um ano.
$\overline{S_{nse}^{SE}}$	Potência aparente máxima na construção de uma subestação, localizada na barra nse.
$\overline{S_{nse}^R}$	Potência aparente máxima na repotenciação de uma subestação, localizada na barra n.
\underline{V}	Magnitude mínima da tensão.
\overline{V}	Magnitude máxima da tensão.
vb	Tensão de base.
\overline{b}	Magnitude máxima da queda de tensão.
R_c	Resistencia no condutor tipo c.
X_c	Reatância no condutor tipo c.

Z_c	Impedância no condutor tipo c.
EC_{ij}	Extensão do condutor do circuito ij.
\bar{I}_c	Magnitude máxima da corrente, no condutor tipo c.
φ^D	Fator de potência da demanda.
$P_{n,d}^D$	Potência ativa da demanda, na barra n e nível de demanda d.
$Q_{n,d}^D$	Potência reativa da demanda, na barra n e nível de demanda d.
$S_{n,d}^D$	Potência aparente da demanda, na barra n e nível de demanda d.
B_l	Número de blocos para a linearização.
m_{bl}^S	Inclinação do bloco bl, para a potência da subestação.
$\overline{N^{ESD}}$	Número máximo de baterias no sistema.
$\overline{P^{IN}}$	Potência máxima injetada.
$\underline{P^{IN}}$	Potência mínima injetada.
$\overline{P^{EST}}$	Potência máxima estocada.
$\underline{P^{EST}}$	Potência mínima estocada.
$P_{n,d}^{RS}$	Dados de energia renovável, localizada na barra n, com nível de demanda d.

ψ	Coeficiente de carga inicial da bateria.
$p_{n,d}^{RS}$	Energia renovável, localizada na barra n com nível de demanda d.
$V_{n,d}^{ini}$	Componente de tensão para linearização, localizada na barra n no nível de demanda d.
Δt	Intervalo de tempo.
β	Taxa de auto-descarga da DAE.
n^{EST}	Eficiência da potência armazenada na DAE.
n^{INJ}	Eficiência da potência injetada.

VARIÁVEIS

$V_{n,d}^{qrd}$	Tensão quadrática na barra n, no nível de demanda d.
$b_{ij,d}$	Queda de tensão no circuito ij, no nível de demanda d.
$P_{ij,c,d}$	Potência ativa no circuito ij associado ao tipo de condutor a, no nível de demanda d.
$Q_{ij,c,d}$	Potência reativa no circuito ij associado ao tipo de condutor a, no nível de demanda d.
$I_{ij,c,d}^{qrd}$	Corrente no circuito ij associado ao tipo de condutor a, no nível de demanda d.

$\hat{P}_{ij,d}$	Potência ativa no circuito ij, no nível de demanda d.
$\hat{Q}_{ij,d}$	Potência reativa no circuito ij, no nível de demanda d.
$\hat{I}_{ij,d}$	Corrente no circuito ij, no nível de demanda d.
$S_{n,d}^{SE}$	Potência aparente na subestação localizada na barra k, no nível de demanda d.
$P_{n,d}^{SE}$	Potência ativa na subestação localizada na barra k, no nível de demanda d.
$Q_{n,d}^{SE}$	Potência reativa na subestação localizada na barra k, no nível de demanda d.
$\Delta_{n,bl,d}^{P^{SE}}$	Discretização do bloco y para o modulo da Potência ativa.
$\Delta_{n,bl,d}^{Q^{SE}}$	Discretização do bloco y para o modulo da Potência reativa.
$E_{n,d}$	Energia na bateria, localizada na barra n, no nível de demanda d.
$P_{n,d}^{INJ}$	Potência ativa injetada localizada na barra n, no nível de demanda d.
$P_{n,d}^{EST}$	Potência ativa estocada localizada na barra n, no nível de demanda d.
$E_{n,d}$	Energia armazenada na bateria, localizada na barra n, no nível de demanda d.

VARIÁVEIS BINÁRIAS

$\sigma_{n,cse,d}$	Variável de decisão para a existência ou não da subestação, associada a barra n do tipo cse, no nível de demanda d.
--------------------	---

- $r_{n,cse,d}$ Variável de decisão para a existência ou não da repotenciação da subestação, associada a barra n do tipo cse, no nível de demanda d.
- $y_{ij,d}^+$ Variável de decisão para o fluxo positivo no condutor, associada ao circuito ij, no nível de demanda d.
- $y_{ij,d}^-$ Variável de decisão para o fluxo negativo no condutor, associada ao circuito ij, no nível de demanda d.
- $z_{ij,c,d}$ Variável de decisão para a existência ou não de fluxo no circuito, associada ao circuito ij com condutor tipo c, no nível de demanda d.
- $\delta_{ij,c,d}$ Variável de decisão para a existência ou não construção ou repotenciação no circuito, associada ao circuito ij com condutor tipo c, no nível de demanda d.
- $\varepsilon_{n,d}$ Variável de decisão para a existência ou não de barra de passagem associada à barra n, no nível de demanda d.
- $e_{n,d}^{ESD}$ Variável de decisão para a escolha da injeção ou estocagem de potência na bateria associada à barra n, no nível de demanda d.
- n_n^{ESD} Variável de decisão para a existência ou não de bateria, associada à barra n, no nível de demanda d.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo	2
1.1.1 Objetivo Geral.....	2
1.2 Contribuições do Trabalho.....	2
1.3 Organização do trabalho	2
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 Alocação e operação de DAE.....	3
2.2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	4
3 METODOLOGIA	7
3.1 Função Objetivo.....	7
3.2 Balanço de Potência.....	8
3.3 Banco de Baterias	12
3.4 Construção e Recondutoramento	13
3.5 Radialidade.....	14
3.6 Construção e Repotenciação da SE.....	15
3.7 Linearização de $\hat{P}_{ij,e}^2, \hat{Q}_{ij,e}^2, P_{n,e}^{SE^2}, Q_{n,e}^{SE^2}$	16
3.8 Modelo de Planejamento da Expansão	21
3.9 Modelo de Energia.....	21
3.10 Heurística de busca local.....	22
3.10.1 Passo a Passo do Algoritmo heurístico de busca local	22
3.11 Modelo Numérico.....	24
4 RESULTADOS	28
4.1 Sistema de 11 Barras.	28
4.2 Sistema de 23 Barras	32

4.3	Sistema de 24 Barras	43
4.4	Sistema de 54 Barras	48
4.5	Sistema de 136 Barras	50
5	CONCLUSÃO	53
	REFERÊNCIAS.....	54

1 INTRODUÇÃO

O planejamento dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) modernos vem sofrendo grandes mudanças com a integração de recursos energéticos renováveis, enfrentando com isso novos desafios no que diz respeito à operação eficiente destas fontes e o impacto que elas causam no sistema (ARANI *et al.*, 2017). Um desses impactos é a injeção da geração fotovoltaica, fonte essa que se popularizou mundialmente nos últimos anos (CELLS *et al.*, 2018). No caso do Brasil, essa forma de geração ainda está em uma fase inicial de implementação, possuindo uma produção de 53,6 GWh, valor que representa menos de 1% da geração total do país, presente na matriz energética nacional (Ministério de Minas e Energia, 2017). Esse valor tende a crescer nos próximos anos, graças a alta capacidade de geração no país, o barateamento dessa tecnologia e com a popularização da Geração Distribuída (GD) (AMARAL *et al.*, 2016).

Com a injeção dessa energia o SDEE será impactado, pois essa fonte renovável possui uma geração intermitente (decorrente de fenômenos naturais) e, tem o pode ter seu pico de geração, fora do horário de maior demanda (entre as 18 as 21 horas). Portanto, o uso de Dispositivos de Armazenamento de Energia (DAE) auxiliam na padronização da potência injetada no sistema e no melhor momento para ela ser usada (GRISALES *et al.*, 2017). Também traz eficiência para a operação do sistema, como a diminuição de picos de demanda (pelo uso da energia no horário de maior demanda) e aumento da confiabilidade, ao usar essa energia nos momentos de maior benefício (XU, JEWELL, PANG, 2014).

O objetivo do planejamento da expansão do SDEE é garantir o atendimento do consumidor, considerando a qualidade da energia e o menor custo possível, visando minimizar perdas técnicas, custo de investimento em construção e operação de novas Subestações (SE) e custos de construção de novos circuitos ou recondutoramento de circuitos existentes. A implementação de equipamentos associados à rede do SDEE, e de fontes de GD, tende a diminuir os custos do planejamento da expansão (POZOS, 2015). Dessa maneira, nesse trabalho pretende-

se, avaliar qual o impacto que a alocação de DAE pode trazer para o planejamento de SDEE.

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é propor um modelo matemático de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para a resolução do problema de planejamento da expansão dos SDEE considerando a alocação de DAE. O modelo matemático proposto considera a construção e/ou repotenciação de SEs, a construção e/ou recondutoramento de circuitos, a alocação e operação de DAEs e utilizar curva de demanda variável com o tempo. Para resolver este problema foi desenvolvida também uma heurística de busca em vizinhança.

1.2 Contribuições do Trabalho

A principal contribuição deste trabalho é propor um modelo de PLIM determinístico para o planejamento conjunto de circuitos, subestações e dispositivos de armazenamento de energia. Como uma segunda proposta de solução, foi utilizada uma heurística de busca local para separar o problema de alocação dos DAEs do problema de operação, com o objetivo de tornar o problema computacionalmente mais viável.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado em capítulos. No Capítulo 2 será apresentada uma revisão bibliográfica do tema desta dissertação. No Capítulos 3 será apresenta a metodologia usada neste trabalho, e no Capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos neste trabalho e sua análise. Por fim, no Capítulo 5 será apresentada a conclusão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é apresentada uma revisão da literatura das metodologias e modelos matemáticos focados nos tópicos de alocação e operação de DAE e o planejamento da expansão SDEE, dando destaque aos trabalhos publicados nos últimos cinco anos.

2.1 Alocação e operação de DAE

Montoya *et al.* (2017) apresentaram um modelo matemático para a determinação do ponto de operação do sistema de distribuição, considerando DAE e GD, utilizando um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), considerando como variáveis de operação a magnitude e o ângulo de fase das tensões nodais. O modelo considera a variação da demanda em função do tempo.

Macedo *et al.* (2015) apresentaram um modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista (PCSOIM) e um modelo de PLIM para a operação ótima de DAEs. O modelo considera a presença de geração distribuída, reguladores de tensão e banco de capacitor comutável. O modelo considera, ainda, a demanda variando no tempo, com dados para 72 horas, subdivididas em meia hora.

Camargo, Castro e Lavorato (2016) apresentaram um modelo para alocação ótima de baterias no SDEE, de PCSOIM. O trabalho considera a minimização das perdas de potência ativa do sistema, e do desgaste da bateria, como uma forma de maximizar a vida útil do DAE. Assim, diferentemente de Macedo *et al.* (2015), a operação dos DAEs pode ficar limitada a casos em que o sistema não pode operar sem o dispositivo, devido ao uso de uma energia mínima para a DAE e altos custos para o seu uso.

Grisales *et al.* (2017) utilizaram uma abordagem mista para a solução do problema de alocação de DAE, dimensionamento e operação no SDEE, com uma função multiobjetivo. A metodologia utilizou duas metaheurísticas, Algoritmo Genético de Ordenação de Segunda Geração Não Dominada (NSGA II) e Busca Tabu.

Şengör *et al.* (2018) apresentaram um trabalho que aborda a gestão de energia de DAE, energia fotovoltaica e a frenagem regenerativa de uma estação ferroviária, com a variação dos custos da compra e venda de energia. O problema foi modelado como um PLIM, utilizando uma metodologia de solução para os cálculos do armazenamento de energia, na DAE, e o valor do recurso renovável, utilizando uma abordagem heurística.

Cui *et al.* (2018) apresentaram uma análise, considerando preços marginais locais, do uso da geração eólica e do DAE já alocado. O trabalho possui uma metodologia em modelagem matemática de dois níveis, e uma programação matemática com restrições de equilíbrio e um PLIM.

Watson, Watson e Lestas (2017) desenvolveram uma nova aproximação convexa para o problema de fluxo de potência ótimo, para redes do SDEE desequilibradas, otimização do uso de energia nos DAE, considerando restrições de corrente e tensão para as três fases do sistema de distribuição.

Krishnamurthy *et al.* (2017) propõem um modelo matemático, para otimizar o armazenamento de energia em DAE, no domínio do tempo, considerando os custos do Mercado do Dia Seguinte (*day-ahead market, DAM*) com a possibilidade de correções no Mercado em Tempo Real (*real-time Market, RTM*). O modelo considera previsões estocásticas de preço DAM para a resolução de um modelo PLIM.

2.2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Tabares *et al.* (2016) apresentaram um modelo matemático de PLIM para o problema de planejamento da expansão multiestágio, do sistema de distribuição com múltiplas alternativas de planejamento. Assim, as variáveis de decisão do planejamento são a construção e/ou repotenciação de subestações, construção e /ou recondução de circuitos, alocação de bancos de capacitores, alocação de reguladores de tensão e alocação de GD.

Bañol Arias *et al.* (2018) apresentaram um modelo matemático de PLIM para resolver um problema de planejamento da expansão multiestágio robusto do SDEE, considerando a alocação de pontos de recarga para carros elétricos,

repotenciação da SE, recondutoramento de circuitos e alocação de GD e BCs, considerou-se duas possibilidades de carga dos veículos, lenta e rápida.

Qiu *et al.* (2016) utilizaram um modelo matemático multiobjetivo, para o plano de expansão, com resposta à demanda e analisando os fatores de custo e risco. Para isso, o modelo trabalhou aplicando duas condições: um plano de expansão com modelo estocástico e um algoritmo evolutivo multiobjetivo.

Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015) desenvolveram um modelo matemático para o planejamento do custo de energias renováveis, utilizando um modelo estocástico de dois estágios. O primeiro estágio calcula o custo total a ser investido para o sistema, e o segundo divide de forma ótima esses valores para suprir as necessidades do problema. O modelo considera também problemas na geração, através de cenários.

Mazhari, Monsef e Romero (2016) apresentaram um modelo multiobjetivo, para o planejamento do SDDE, incorporando a escolha do cliente na confiabilidade. Aplicando o lucro em risco no planejamento do SDDE, na forma de uma nova Função Objetivo (FO) e utilizando uma simulação de Monte Carlo para avaliar as incertezas encontradas pelo uso da escolha do cliente. Foram considerados os custos de expansão da SE, recondutoramento e chaves seccionadoras.

Franco, Rider e Romero (2016) apresentaram um novo modelo cônico de segunda ordem robusto para a resolução de problema do planejamento da expansão multiestágio. O problema considera a construção de SEs com demandas estocásticas. O modelo possui também uma função multi-objetivo, no qual a probabilidade de robustez e o planejamento de expansão são metas conflitantes.

Haghighat e Zeng (2018) desenvolveram um modelo cônico inteiro misto estocástico com dois estágios, para a resolução do planejamento da expansão considerando incertezas nas cargas e preços, e o fluxo de potência não linear AC. O trabalho também desenvolvem um algoritmo baseado na decomposição rápida de Benders e faz a comparação do tempo de resolução do problema, com o solver comercial CPLEX.

Amjady *et al.* (2018) apresentaram um modelo para o planejamento da expansão, considerando uma adaptação robusta de um sistema min-max-min, com incertezas de carga, DAE e geração eólica.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentado um modelo para o Planejamento da Expansão e Alocação de Bateria (PEAB) nos SDEEs. O problema foi modelado como um PLIM, cujas variáveis inteiras de decisão são:

- Construção de novas SE;
- Repotenciação de SE existentes;
- Construção de novos circuitos, com escolha do tipo de condutor;
- Recondutoramento de circuitos;
- Alocação de DAE;

Atendendo às seguintes restrições:

- Topologia radial do sistema;
- Limites mínimo e máximo de tensão nas barras;
- Limites máximos de potência na SE e condutores;
- Primeira e Segunda leis de Kirchhoff.

3.1 Função Objetivo

A função objetivo do modelo é dada pela Equação (1), que é a minimização dos custos dados pelas Equações (2) a (6).

$$\text{Min: } (IC + ISE + IDAE + COSE + CP) \quad (1)$$

As Equações (2) a (4) representam o custo de investimento em construção ou recondutoramento de circuitos (IC), investimento de construção e/ou repotenciação das SE (ISE), e investimento em DAE ($IDAE$), respectivamente. A potenciação de subestações trata da troca de um transformador por outro de maior capacidade ou da ligação em paralelo com outro transformador para aumentar a capacidade de fornecimento de energia desta subestação, já o recondutoramento trata da troca de um trecho do sistema ou ramo por outro condutor de maior capacidade.

$$IC = \sum_{ij \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} c_c^c \delta_{ij,c} EC_{ij} \quad (2)$$

$$ISE = \sum_{n \in \Omega_{NSE}} \sum_{c \in \Omega_{CSE}} (c_{n,c}^{SE} \sigma_{n,c} + c_{n,c}^{RSE} r_{n,c}) \quad (3)$$

$$IDAE = \sum_{n \in \Omega_N} c^{DAE} e_{n,d}^{ESD} \quad (4)$$

As Equações (5) e (6) representam, respectivamente, o custo de operação da SE ($COSE$) e o custo de perdas do sistema (CP). O termo $(1 - (1 + \zeta)^{-A})\zeta^{-1}$, presente nelas representa o cálculo do valor presente, com duração de A anos e uma taxa de juros ζ (YAO *et al.*, 2014).

$$COSE = \sum_{n \in \Omega_{NSE}} \alpha \phi_s c_n^{ESE} S_{n,e}^{SE} (1 - (1 + \zeta)^{-A})\zeta^{-1} \quad (5)$$

$$CP = \sum_{ij \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} \alpha \phi_L c_n^{ESE} I_{ij,c,e}^{qrd} R_c EC_{ij} (1 - (1 + \zeta)^{-A})\zeta^{-1} \quad (6)$$

3.2 Balanço de Potência

As Equações (7) a (11) representam, respectivamente, o balanço das potências ativa e reativa nos nós do sistema, a queda de tensão nos ramos do sistema, a magnitude do fluxo de corrente nos ramos do sistema e o limite de potência da SE. Como apresentado em Tabares *et al.* (2016), é considerado que $I_{ij,c,d}^2 = I_{ij,c,d}^{qrd}$ e $V_{i,d}^2 = V_{i,d}^{qrd}$, assim as Equações (7) e (8) tornam-se lineares.

$$\sum_{in \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} P_{in,c,d} + \sum_{nj \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} (P_{nj,c,d} + R_c EC_{nj} I_{nj,c,d}^{qrd}) + P_{n,d}^{SE} + P_{n,d}^{INJ} - P_{n,d}^{EST} \quad (7)$$

$$+ P_{n,d}^{RS} = P_{n,d}^D$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{in \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} Q_{in,c,d} + \sum_{nj \in \Omega_L} \sum_{c \in \Omega_C} (Q_{nj,c,d} + X_c EC_{nj} I_{nj,c,d}^{qrd}) + Q_{n,d}^{SE} = Q_{n,d}^D \quad (8)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

$$V_{i,d}^{qrd} - V_{j,d}^{qrd} = b_{ij,d} + \sum_{c \in \Omega_C} [2 (R_c P_{ij,c,d} + X_c Q_{ij,c,d}) EC_{ij} + Z_c^2 I_{ij,c,d}^{qrd} EC_{ij}^2] \quad (9)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\hat{I}_{ij,d} V_{j,d}^{qrd} = \hat{P}_{ij,d}^2 + \hat{Q}_{ij,d}^2 \quad (10)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$S_{n,d}^{SE} \geq P_{n,d}^{SE\ 2} + Q_{n,d}^{SE\ 2} \quad (11)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

É possível observar que no balanço de potência $P_{ij,a,u}$, $Q_{ij,a,u}$ e $I_{ij,a,u}^{sqrd}$ possui relação com o conjunto de tipos de condutores Ω_C . Para garantir a escolha de somente um condutor para cada ramo do sistema, são usadas as Equações (12) a (14).

$$\hat{I}_{ij,d} = \sum_{c \in \Omega_C} I_{ij,c,d}^{qrd} \quad (12)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\hat{P}_{ij,d} = \sum_{c \in \Omega_C} P_{ij,c,d} \quad (13)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\hat{Q}_{ij,d} = \sum_{c \in \Omega_C} Q_{ij,c,d} \quad (14)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

Para validar a existência de fluxo no condutor são usadas as Equações (15) e (16), onde $y_{ij,u}^+$ e $y_{ij,u}^-$ representam o sentido do fluxo no ramo ij . E $y_{ij,a,u}$ a existência de fluxo no ramo ij , com o tipo de condutor c . Note que a Equação (16) garante a existência de somente um sentido de fluxo possível, por estágio.

$$\sum_{c \in \Omega_C} y_{ij,c} = y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^- \quad (15)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^- \leq 1 \quad (16)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

As Equações (17) a (24) representam os limites da magnitude da tensão $V_{n,e}^{qrd}$ e da corrente $I_{ij,c,e}^{sqr}$, magnitude da queda de tensão $b_{ij,e}$, potência ativa $P_{ij,c,e}$ e potência reativa $Q_{ij,c,e}$, respectivamente.

$$\underline{V}^2 \leq V_{n,d}^{qrd} \leq \bar{V}^2 \quad (17)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq I_{ij,c,d}^{sqr} \leq \bar{I}^2 y_{ij,c} \quad (18)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq I_{ij,c,d}^{sqr} \leq \bar{I}^2 (y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^-) \quad (19)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$-\bar{b}(1 - y_{ij,d}^+ - y_{ij,d}^-) \leq b_{ij,e} \leq \bar{b}(1 - y_{ij,d}^+ - y_{ij,d}^-) \quad (20)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$-\bar{V}^2 \bar{I}^2 y_{ij,c} \leq P_{ij,c,d} \leq \bar{V}^2 \bar{I}^2 y_{ij,c} \quad (21)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$-\bar{V}^2 \bar{I}^2 (y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^-) \leq P_{ij,c,d} \leq \bar{V}^2 \bar{I}^2 (y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^-) \quad (22)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$-\bar{V}^2 \bar{I}^2 y_{ij,c} \leq Q_{ij,c,d} \leq \bar{V}^2 \bar{I}^2 y_{ij,c} \quad (23)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$-\bar{V}^2 \bar{I}^2 (y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^-) \leq Q_{ij,c,e} \leq \bar{V}^2 \bar{I}^2 (y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^-) \quad (24)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

3.3 Banco de Baterias

Para o modelo da bateria, foram utilizadas as Equações (25) a (30). A Equação (25) limita o valor de energia armazenada, e Equação (26) limita o valor máximo de baterias que podem ser alocadas no sistema. A Equação (27) é responsável por dar um valor inicial à energia armazenada da DAE, com o parâmetro ψ .

$$\underline{E}n_n^{ESD} \leq E_{n,d} \leq \bar{E}n_n^{ESD} \quad (25)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{n \in \Omega_N} n_n^{ESD} \leq N^{ESD} \quad (26)$$

$$\forall d \in \Omega_D$$

$$E_{n,d} \leq \bar{E}n_n^{ESD} \psi \quad (27)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d = 0$$

As Equações (28) e (29) limitam o valor da potência injetada e estocada, respectivamente, nos DAE. É possível observar que a variável binária responsável pela injeção e o armazenamento de potência é a mesma, fazendo com que o dispositivo injete ou armazene potência em cada nível de demanda.

$$\underline{P}^{IN} e_{n,d}^{ESD} \leq P_{n,d}^{INJ} \leq \bar{P}^{IN} e_{n,d}^{ESD} \quad (28)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

$$\underline{P}^{EST}(1 - e_{n,d}^{ESD}) \leq P_{n,d}^{EST} \leq \overline{P}^{EST}(1 - e_{n,d}^{ESD}) \quad (29)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

Os DAEs possuem características físicas, no que diz respeito eficiência de carregamento n^{EST} e injeção n^{INJ} de energia e a auto descarga β , referente a cada atuação da bateria, a Equação (30) demonstra esse comportamento. Considerando a energia no nível de demanda anterior, para iniciar o problema $E_{k,d-1}$.

$$E_{n,d} = E_{n,d-1} + \Delta t \left(-\beta E_{n,d} + n^{EST} P_{n,d}^{EST} - \frac{1}{n^{INJ}} P_{n,d}^{INJ} \right) \quad (30)$$

$$\forall n \in \Omega_N, d \in \Omega_D$$

3.4 Construção e Recondutoramento

Para o plano de expansão, as Equações (31) a (35) são responsáveis pela tomada de decisão da construção ou recondutoramento $\delta_{ij,a,u}$ da linha ij . A Equação (34) limita a existência de fluxo no condutor, somente quando existe a variável $\delta_{ij,a,u}$.

$$\sum_{c \in \Omega_C} \delta_{ij,c,d} \leq 1 \quad (31)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{d \in \Omega_D} \delta_{ij,c,d} \leq 1 \quad (32)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C$$

$$1 - \delta_{ij,c,d} \geq \sum_h^{d+1} \sum_{a \in \Omega_C}^{a < c} \delta_{ij,a,h} \quad (33)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D, c > 1$$

$$y_{ij,c,d} \leq \sum_{h=1}^d \delta_{ij,c,h} \quad (34)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, d \in \Omega_D$$

$$y_{ij,c,d} \leq 1 - \sum_{h=1}^d \delta_{ij,a,h} \quad (35)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, c \in \Omega_C, a \in \Omega_C, d \in \Omega_D, a > c$$

3.5 Radialidade

Como descrito por Lavorato *et al.* (2012), um sistema de distribuição de energia elétrica opera normalmente de forma radial, pois esta topologia representa uma melhor relação custo benefício para as distribuidoras de energia elétrica. Assim, é importante que o modelo matemático satisfaça a condição de operação radial dos sistemas. Baseando em Lavorato *et al.* (2012), as Equações (36) a (42) foram adaptadas e utilizadas por Tabares *et al.* (2016), para garantir a radialidade.

$$\sum_{ij \in \Omega_L} y_{ij,d}^+ + y_{ij,d}^- = |\Omega_N| - |\Omega_{NSE}| - \sum_{n \in \Omega_{NP}} 1 - \varepsilon_{n,d} \quad (36)$$

$$\forall d \in \Omega_D$$

$$y_{nj,d}^+ + y_{nj,d}^- \leq \varepsilon_{n,d} \quad (37)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$y_{in,d}^+ + y_{in,d}^- \leq \varepsilon_{n,d} \quad (38)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{c \in \Omega_C} z_{nj,c} \leq \varepsilon_{n,d} \quad (39)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{c \in \Omega_C} z_{in,c} \leq \varepsilon_{n,d} \quad (40)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{nj \in \Omega_L} y_{nj,d}^+ + y_{nj,d}^- + \sum_{in \in \Omega_L} y_{in,d}^+ + y_{in,d}^- \geq 2\varepsilon_{n,d} \quad (41)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, d \in \Omega_D, P_{n,e}^D > 0 \vee Q_{n,e}^D > 0$$

$$\sum_{c \in \Omega_C} \sum_{nj \in \Omega_L} z_{nj,c} + \sum_{c \in \Omega_C} \sum_{in \in \Omega_L} z_{in,c} \geq 2\varepsilon_{n,d} \quad (42)$$

$$\forall n \in \Omega_{NP}, d \in \Omega_D, P_{n,e}^D > 0 \vee Q_{n,e}^D > 0$$

3.6 Construção e Repotenciação da SE

As Equações (43) a (45) representam a escolha da construção ou repotenciação de uma SE. A Equação (45) limita a existência de repotenciação de uma SE, assim uma SE será repotenciada somente quando a mesma já estiver construída.

$$\sum_{c \in \Omega_{CSE}} \sigma_{n,c} \leq 1 \quad (43)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}$$

$$\sum_{c \in \Omega_{CSE}} r_{n,c} \leq 1 \quad (44)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}$$

$$r_{n,c} \leq \sigma_{n,c} \quad (45)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, c \in \Omega_{CSE}$$

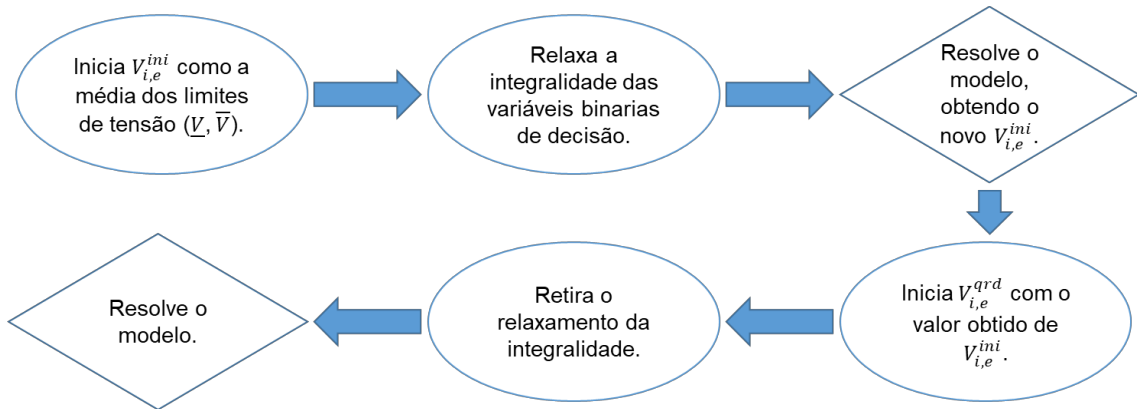
3.7 Linearização de $\hat{P}_{ij,e}^2$, $\hat{Q}_{ij,e}^2$, $P_{n,e}^{SE^2}$, $Q_{n,e}^{SE^2}$

A Equação (46) possui duas linearizações, das quais podem ser melhor descritas em Tabares *et al* (2016) e Gonçalves (2013). A Figura 1 representa o esquema para a linearização de $V_{i,e}^{qrd}$. A Figura 2 representa o comportamento da linearização da potência ativa $\hat{P}_{ij,e}^2$, sendo usada também para a linearização de $\hat{Q}_{ij,e}^2$, $P_{n,e}^{SE^2}$, $Q_{n,e}^{SE^2}$ e sendo usadas pelas equações. Assim, as Equações (45) a (52) compõem os elementos da linearização das potências.

$$\hat{I}_{ij,d} V_{j,d}^{ini^2} = \sum_{b=1}^{Bl} m_{ij,b}^G \Delta_{ij,b,d}^P + \sum_{b=1}^{Bl} m_{ij,b}^G \Delta_{ij,b,d}^Q \quad (46)$$

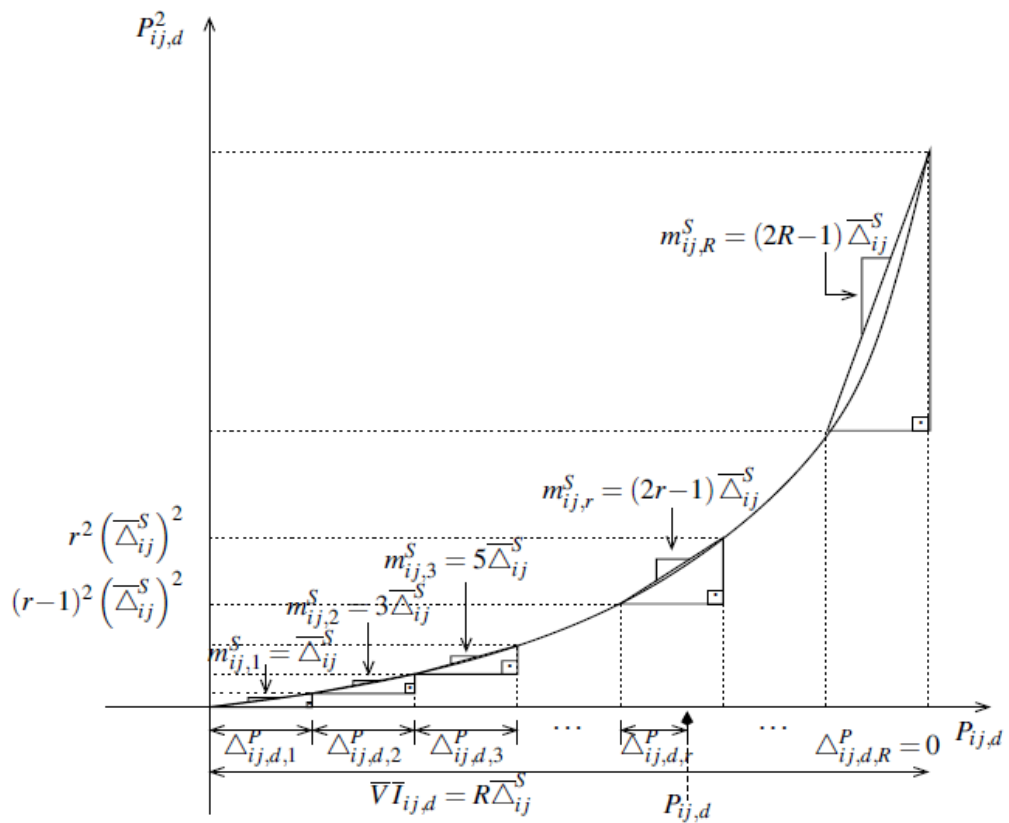
$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

Figura 1 - Esquema da linearização de $V_{i,e}^{qrd}$.



Fonte: Baseado de Tabares et al (2016).

Figura 2 - Esquema da Linearização de $\hat{P}_{ij,e}^2, \hat{Q}_{ij,e}^2$.



Fonte: Retirado de Gonçalves (2013).

$$\hat{P}_{ij,d} = P_{ij,d}^+ - P_{ij,d}^- \quad (47)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq \Delta_{ij,b,d}^P \leq \overline{\Delta}_{ij}^G \quad (48)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D, b = 1, \dots, Bl$$

$$\sum_{b=1}^{Bl} \Delta_{ij,b,d}^{pG} = P_{ij,d}^+ + P_{ij,d}^- \quad (49)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\hat{Q}_{ij,d} = Q_{ij,d}^+ - Q_{ij,d}^- \quad (50)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$\sum_{b=1}^{Bl} \Delta_{ij,b,d}^{Q_G} = Q_{ij,d}^+ + Q_{ij,d}^- \quad (51)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq \Delta_{ij,b,d}^Q \leq \overline{\Delta}_{ij}^G \quad (52)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, d \in \Omega_D, b = 1, \dots, Bl$$

$$\overline{\Delta}_{ij}^G = \frac{\bar{V}}{\bar{Y}} \max(\bar{I}_a, a \in \Omega_A) \quad (53)$$

$$\forall ij \in \Omega_L$$

$$m_{ij,b}^G = \frac{5}{6} \overline{\Delta_{ij}^G} \quad (54)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, b = 1$$

$$m_{ij,b}^G = (2y - 1) \overline{\Delta_{ij}^G} \quad (55)$$

$$\forall ij \in \Omega_L, b = 2, \dots, Bl$$

A Equação (56) representa limite máximo de potência aparente fornecida por uma SE. A Equação (57) representa a linearização da Equação (56).

$$S_{n,d}^{SE} \leq \left(\sum_{c \in \Omega_{CSE}} \overline{S_n^{SE}} \sigma_{n,c} + \sum_{c \in \Omega_{CSE}} \overline{S_n^{RSE}} r_{n,c} \right)^2 \quad (56)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

$$S_{n,d}^{SE} \leq \sum_{c \in \Omega_{CSE}} \overline{S_n^{SE}{}^2} \sigma_{n,c} + \sum_{c \in \Omega_{CSE}} \overline{S_n^{RSE}{}^2} r_{n,c} + 2 \sum_{c \in \Omega_{CSE}} \overline{S_n^{SE}{}^2} \overline{S_n^{RSE}{}^2} r_{n,c} \quad (57)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

Como citado na seção anterior, será usada uma linearização para as equações de potência, para a Equação (11). Gonçalves (2013) descreve o princípio e desenvolvimento da linearização utilizada nesse trabalho. As equações (58) a (65) representam a linearização de $P_{n,e}^{SE^2}$, $Q_{n,e}^{SE^2}$.

$$S_{n,d}^{SE} = \sum_{b=1}^{Bl} m_{n,b}^{SE} \Delta_{n,b,d}^{P^{SE}} + \sum_{b=1}^{Bl} m_{n,b}^{SE} \Delta_{n,b,d}^{Q^{SE}} \quad (58)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

$$P_{n,d}^{SE} = \sum_{b=1}^{Bl} \Delta_{n,b,d}^{P^{SE}} \quad (59)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq \Delta_{n,b,d}^{P^{SE}} \leq \overline{\Delta_n^{SE}} \quad (60)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D, b = 1, \dots, Bl$$

$$Q_{n,d}^{SE} = \sum_{b=1}^{Bl} \Delta_{n,y,d}^{Q^{SE}} \quad (61)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D$$

$$0 \leq \Delta_{n,b,d}^{Q^{SE}} \leq \overline{\Delta_n^{SE}} \quad (62)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, d \in \Omega_D, b = 1, \dots, Bl$$

$$\overline{\Delta_n^{SE}} = \frac{\bar{V}}{Bl} \max(\overline{S_n^{SE}} + \overline{S_n^R}, \forall n \in \Omega_{NSE}, e \in \Omega_E) \quad (63)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}$$

$$m_{n,b}^{SE} = \frac{5}{6} \overline{\Delta_n^{SE}} \quad (64)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, b = 1$$

$$m_{n,b}^{SE} = (2b - 1) \overline{\Delta_n^{SE}} \quad (65)$$

$$\forall n \in \Omega_{NSE}, b = 2, \dots, Bl$$

3.8 Modelo de Planejamento da Expansão

Com o desenvolvimento da metodologia, as equações que compõem o modelo de PLIM, para a resolver o problema do planejamento da expansão, com a alocação de baterias são dadas por:

Minimizar: Equação (1)

Sujeita ao conjunto de restrições (2) e (3), (5) a (9), (12) a (24), (26), (28), (31) a (54) e (56) a (64).

Esse modelo considera a construção e/ou recondutoramento de circuitos, construção e/ou repotenciação de SE, reconfiguração do sistema e alocação de DAE. Para a alocação de DAE, considera-se a potência máxima injetada pelo mesmo, pois o planejamento da expansão considera o valor de demanda máxima, na qual o DAE deve atuar. Para cada uma dessas tomadas de decisão, é utilizado variáveis binárias, tornando assim o problema complexo, do ponto de vista computacional.

3.9 Modelo de Energia

Devido ao elevado custo computacional para resolver o problema proposto considerando a variação da demanda ao longo do tempo, foi utilizada uma heurística de busca local para resolver os problemas de planejamento da expansão do SDEE considerando DAEs e o problema de operação ótima destes dispositivos. O modelo de operação do DAE considerando a demanda variável no tempo, é um modelo de PLIM, como dado em Macedo *et al.* (2015) composto por:

Minimização: Equação (1)

Sujeita ao conjunto de restrições (5) a (9), (12) a (30), (46) a (54), (56) a (64).

Assim neste trabalho, o modelo de operação de DAE foi utilizado para obter a operação ótima dos sistemas encontrado pelo modelo de planejamento da expansão. Tornando o problema, do ponto de vista computacional, simples.

3.10 Heurística de busca local

De forma a minimizar o custo computacional da solução do problema proposto, foi criada uma heurística de busca local, que separa o problema de planejamento da expansão considerando alocação de DAEs do problema de operação dos DAEs, e está apresentado na Figura 3. Assim será apresentado a seguir um passo a passo de como foi implementado o algoritmo heurístico proposto neste trabalho

3.10.1 Passo a Passo do Algoritmo heurístico de busca local

Passo 1: Iniciar contador de iterações. Iniciar função incumbente;

Passo 2: Utilizar o modelo descrito na seção 3.8 para resolver o problema de planejamento da expansão de SDEE considerando alocação de DAEs. O modelo tem como objetivo a construção e/ou recondutoramento de circuitos, construção e/ou repotenciação de SE, reconfiguração do sistema e alocação de DAE. Armazenar o resultado da alocação de DAEs da primeira iteração do algoritmo heurístico. Ir ao passo 3;

Passo 3: Resolver o modelo de operação de DAE, descrito na seção 3.9. O modelo tem como objetivo encontrar a operação ótima de um DAE com a demanda variando com o tempo. Ir ao passo 4;

Passo 4: A função objetivo encontrada é melhor que a função incumbente (melhor solução encontrada até a iteração atual)? Se sim atualizar a função incumbente e ir ao passo 5;

Passo 5: Incrementar o contador de iterações e ir ao passo 6;

Passo 6: Fixar em zero, de forma aleatória, uma das variáveis de decisão de alocação de DAE que foi alocado no passo anterior (Passo 2) e resolver o problema novamente, com a variável de decisão escolhida fixada em zero, $n_n^{ESD} = 0$, para que então outra proposta de solução seja encontrada. Caso o número de iterações seja maior ou igual a 2 vá ao passo 7, caso contrário vá ao passo 2;

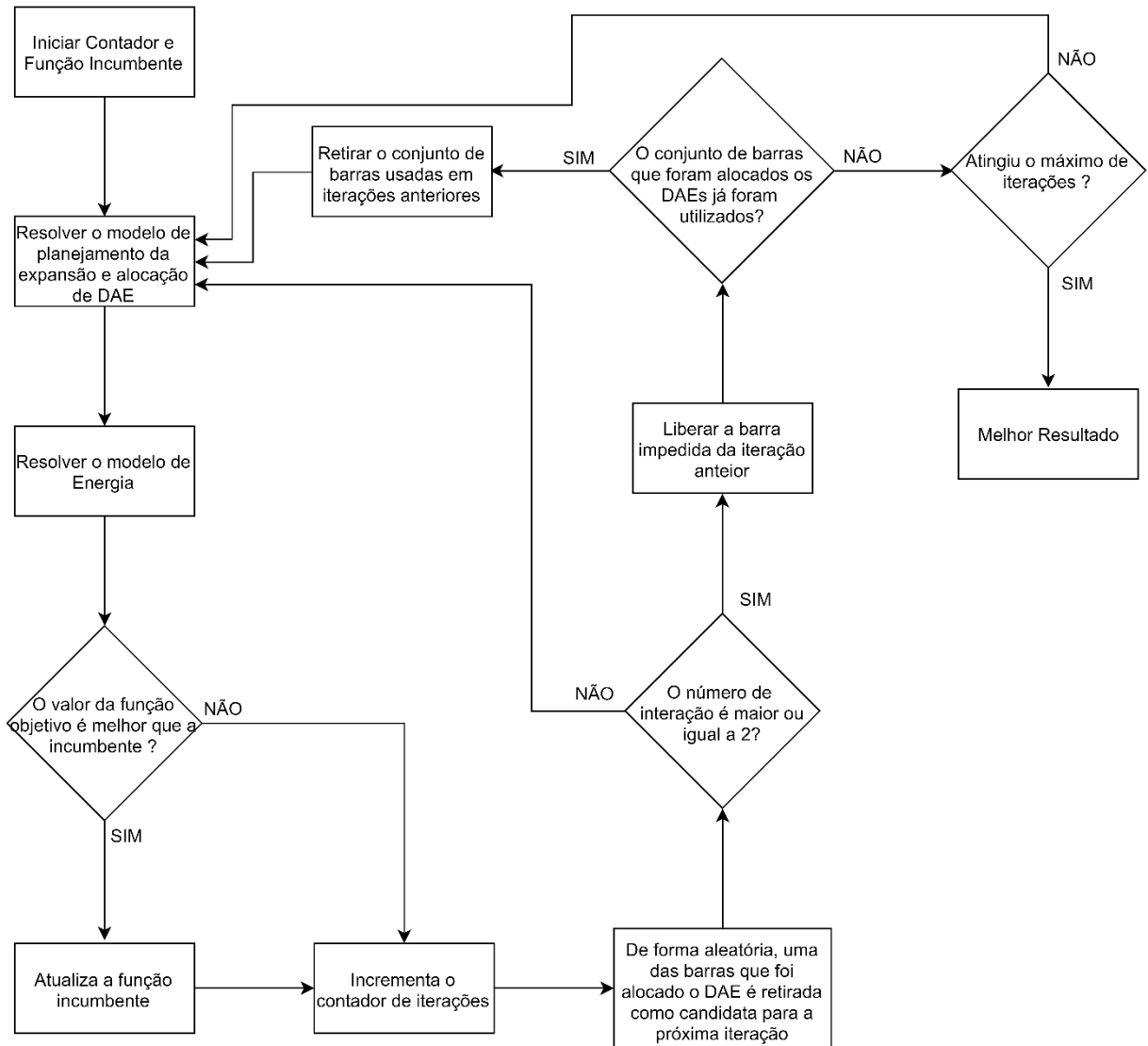
Passo 7: Liberar a variável de decisão fixada na iteração anterior desde que as variáveis de decisão de alocação de DAE de alguma proposta encontrada nas iterações anteriores não estejam livres conjuntamente na mesma iteração. Caso isso aconteça, fixar em zero as variáveis de alocação de DAEs que representam uma resposta já encontrada em outra iteração. Ir ao passo 2 e resolver o problema novamente, com a variável de decisão escolhida fixada em zero, para que então outra proposta de solução seja encontrada. Quando uma variável de decisão é fixada, para uma determinada barra alocada, esta deixa de ser candidata a alocação de um DAE na próxima vez que o problema for solucionado.

Esse processo se repete até que um número máximo de iterações seja atingido. A melhor solução encontrada é dada pela função incumbente

Neste trabalho todas as propostas de solução foram armazenadas para que uma análise do processo de solução fosse realizada na seção de resultados. Assim, os todas as propostas de solução encontradas na fase de planejamento da expansão, com os DAEs alocados, os circuitos e as SE já construídos e todas as propostas de solução com a operação dos DAEs foram armazenadas para que uma análise sobre a importância da operação dos DAEs pudesse ser feita. Porém para uma melhor performance computacional, no passo 4, caso a proposta seja de pior qualidade, então esta pode ser descartada.

Apesar da primeira proposta de solução ser a solução ótima para o modelo de planejamento dos circuitos, SE e DAEs, a ideia principal aqui é avaliar se realmente esta proposta de solução é a melhor, também do ponto de vista da operação dos DAEs, já que no modelo de planejamento da expansão sem as potências variando no tempo não é possível considerar a operação de um DAE e somente a injeção de potência do mesmo no horário de carregamento máximo. Assim, a operação do DAE, deverá ser realizada para todas as propostas de solução encontradas na primeira fase da heurística de busca local.

Figura 3 – Fluxograma da heurística de busca local.



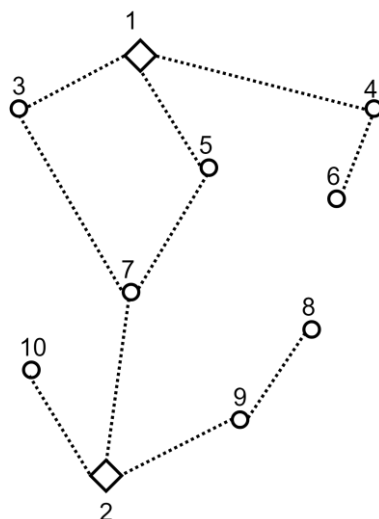
Fonte: Próprio autor.

3.11 Modelo Numérico

Para demonstrar o passo a passo da heurística de busca local, proposta nesse trabalho, foi utilizado o modelo de 10 barras, retirado de Olivera (2010). A Figura 4 mostra a topologia do sistema, com a SE 1 construída e a SE 2 candidatas a construção, 8 barras de carga, 10 circuitos candidatos a construção e 2 DAE poderão ser alocados. Neste exemplo o processo foi separado em duas etapas (análises). Na primeira análise, será demonstrado os valores encontrados por cada modelo e uma breve explicação do melhor valor encontrado. Na segunda análise, será explicado

como e quais foram as barras escolhidas para serem retidas, em cada iteração. Realizando assim, o passo a passo da heurística de busca local. Proposto nesse trabalho, descrito na subseção 3.10.1.

Figura 4 – Sistema de 10 Barras.



Fonte: Retirado de Olivera (2010).

Primeira análise

Foi utilizado o modelo descrito na seção 3.8, com o objetivo de encontrar a topologia do sistema, para que atenda toda a demanda e a alocação de dois DAE. Para a heurística, foram consideradas 4 iterações. Na Tabela 1 são mostrados os resultados dos custos encontrados dos elementos que compõem a função objetivo, para cada proposta de solução. O melhor valor encontrado é da primeira iteração.

Com o planejamento da expansão e a alocação dos DAEs alocados, é utilizado o modelo da seção 3.9, para encontrar a operação e os custos finais do sistema. A Tabela 2 são mostrados os valores encontrados para os custos de perdas, para cada uma das propostas de solução, encontradas na segunda análise. Os valores dos custos de circuito e construção da SE, são encontrados na primeira análise, junto com a topologia e alocação dos DAE. Com a avaliação dos resultados, é possível concluir que o melhor valor encontrado para esse sistema é da proposta de

solução 2, com o menor valor entre resultados. Sendo esse valor melhor que o encontrado somente pelo planejamento da expansão.

Tabela 1 – Resultados do planejamento da expansão, para o sistema 11 Barras.

Proposta de Solução	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Construção da SE	Custo Total
1	\$ 14.100,00	\$ 470.396,00	\$ 1.000.000,00	\$ 1.484.496,00
2	\$ 14.100,00	\$ 502.304,00	\$ 1.000.000,00	\$ 1.516.404,00
3	\$ 14.600,00	\$ 470.519,00	\$ 1.000.000,00	\$ 1.485.119,00
4	\$ 14.400,00	\$ 541.494,00	\$ 1.000.000,00	\$ 1.555.894,00

Fonte: Próprio autor.

Tabela 2 - - Resultados da operação dos DAEs, para o sistema 11 Barras.

Proposta de Solução	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Construção da SE	Custo Total
1	\$ 14.100,00	\$ 573,55	\$ 1.000.000,00	\$ 1.014.673,55
2	\$ 14.100,00	\$ 573,41	\$ 1.000.000,00	\$ 1.014.673,41
3	\$ 14.600,00	\$ 543,42	\$ 1.000.000,00	\$ 1.015.143,42
4	\$ 14.400,00	\$ 628,56	\$ 1.000.000,00	\$ 1.015.028,56

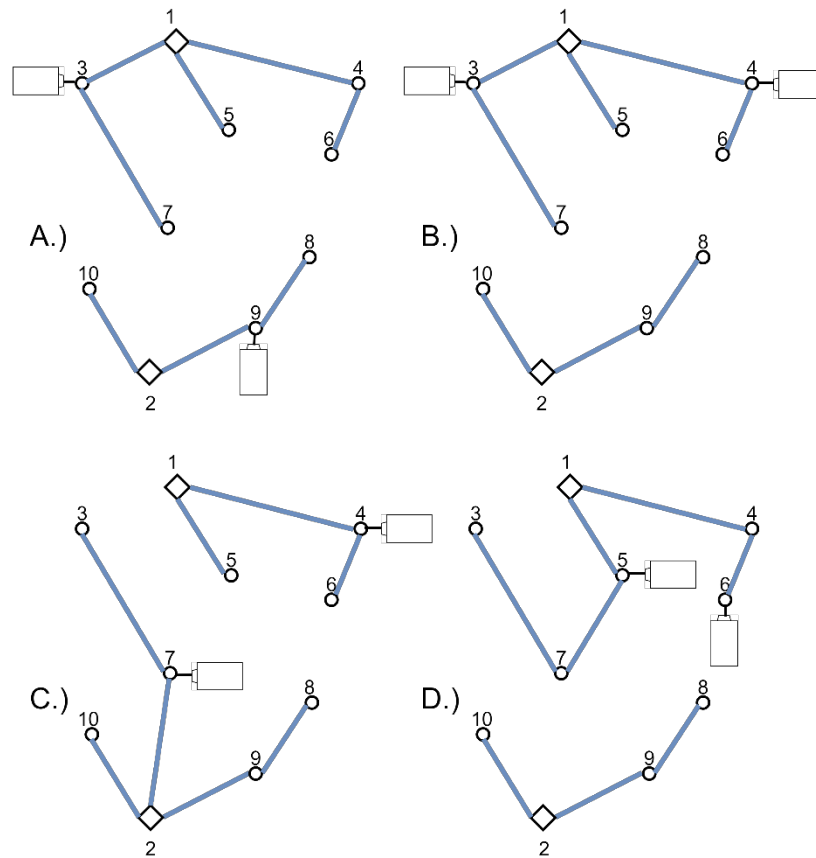
Fonte: Próprio autor.

Segunda análise

A Figura 5 mostra a topologia encontrada para cada proposta de solução, com a alocação dos dois DAEs, onde são chamadas de A), B), C) e D), cada uma das 4 propostas. Dessa maneira, para a proposta de solução A), os DAEs foram alocados nas barras 3 e 9. O seguinte passo é escolher, de forma aleatória, uma dessas duas barras (3 ou 9) para ser desconsiderada como uma barra candidata para a próxima iteração. A escolha é feita de forma aleatória, zerando a variável de decisão de alocação de DAE, nesse exemplo foi escolhida a barra 9 ($n_9^{ESD} = 0$). Para a proposta de solução B), a barra 9 não era candidata a alocação de DAE, alocando os DAEs nas barras 3 e 4. Para a proposta C), a barra 9 volta a ser candidata e a barra 3 é escolhida para sair do processo de escolha, para a próxima iteração, assim a nova

proposta de solução aloca os DAEs nas barras 4 e 7. Já a proposta D), o resultado encontrado passou duas vezes pelo passo 7, onde o modelo escolhe as mesmas barras que os encontrados na solução A) e C). Após passar pelo passo 7 duas vezes a barras escolhidas para alocação são as 5 e 6.

Figura 5 – Topologia para cada proposta de solução.



Fonte: Próprio autor.

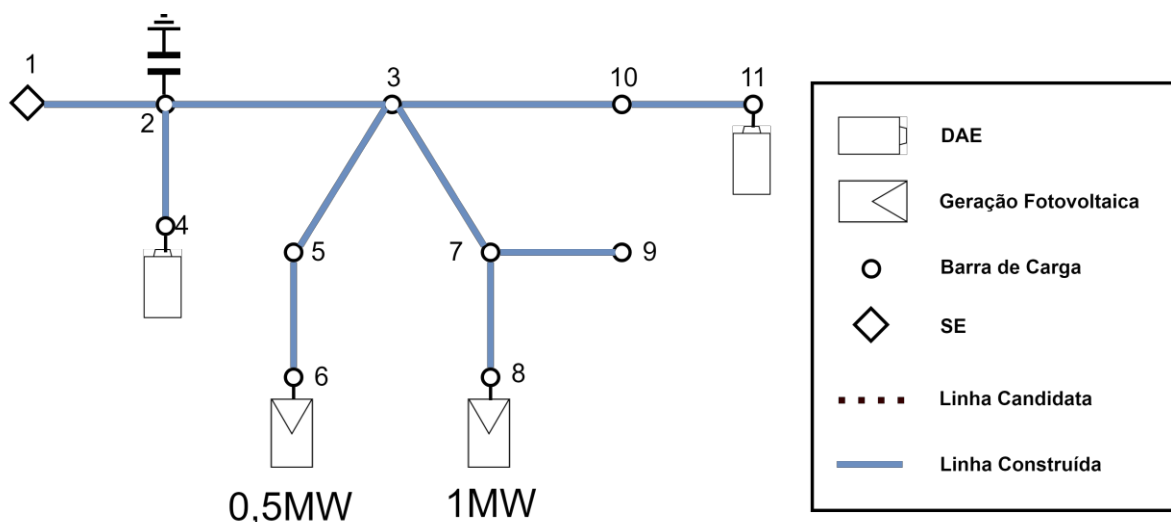
4 RESULTADOS

O problema proposto foi implementado usando a linguagem de modelagem matemática AMPL (ROBERT FOURER, DAVID M. GAY, 2002) e o *software* CPLEX (IBM, 2015) foi utilizado para a resolução de modelo PLIM, para sistemas de distribuição com 11, 23, 24, 54 e 136 barras, retirados da literatura (MACEDO *et al.* 2015; GRIGSBY 2001; MIRANDA, RANITO, PROENCA, 1994; PEREIRA, 2009; TABARES *et al.* 2016). Para todos os testes, foi utilizado o número de blocos de linearização $Bl = 20$.

4.1 Sistema de 11 Barras.

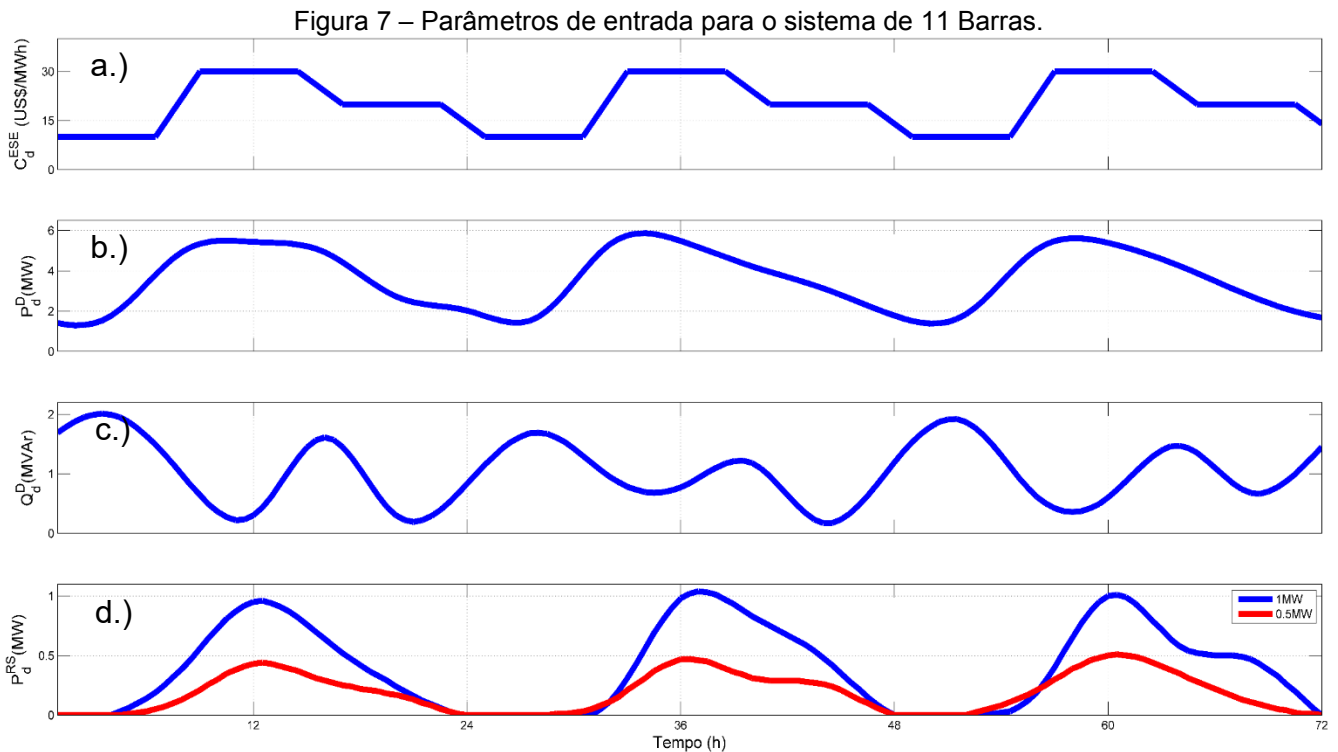
O sistema de 11 Barras, que pode ser visto na Figura 6 é alimentado por uma SE com limite máximo de 5 MVA e com uma tensão nominal de 13,8 kV, com limites mínimo de $\underline{V} = 95\%$ e máximo de $\overline{V} = 105\%$. As características da bateria foram: energia mínima da bateria $\underline{E} = 0$, energia máxima da bateria $\overline{E} = 400$ kWh, potência injetada e estocada mínima $\underline{P^{IN}} = \underline{P^{EST}} = 0$, potência injetada e estocada máxima $\overline{P^{IN}} = \overline{P^{EST}} = 2000$ KW, taxa de auto descarga $\beta = 0,21\%$, eficiência da potência estocada e injetada $n^{EST} = n^{INJ} = 95\%$.

Figura 6 – Sistema de 11 Barras.



Fonte: Baseado de Macedo *et al.* (2015).

Na Figura 7 a, b, c e d, são apresentados, respectivamente, os parâmetros de custo de energia, demandas ativas, demandas reativas e energia renovável, com a curva azul representado o valor de pico de 1 MW (alocado na barra 8) e a curva em vermelho com valor de pico de 0.5MW (alocado na barra 5). Foi considerado um horizonte de planejamento de 72 horas, com intervalos de $\Delta t = 0,5h$.



Fonte: Próprio autor.

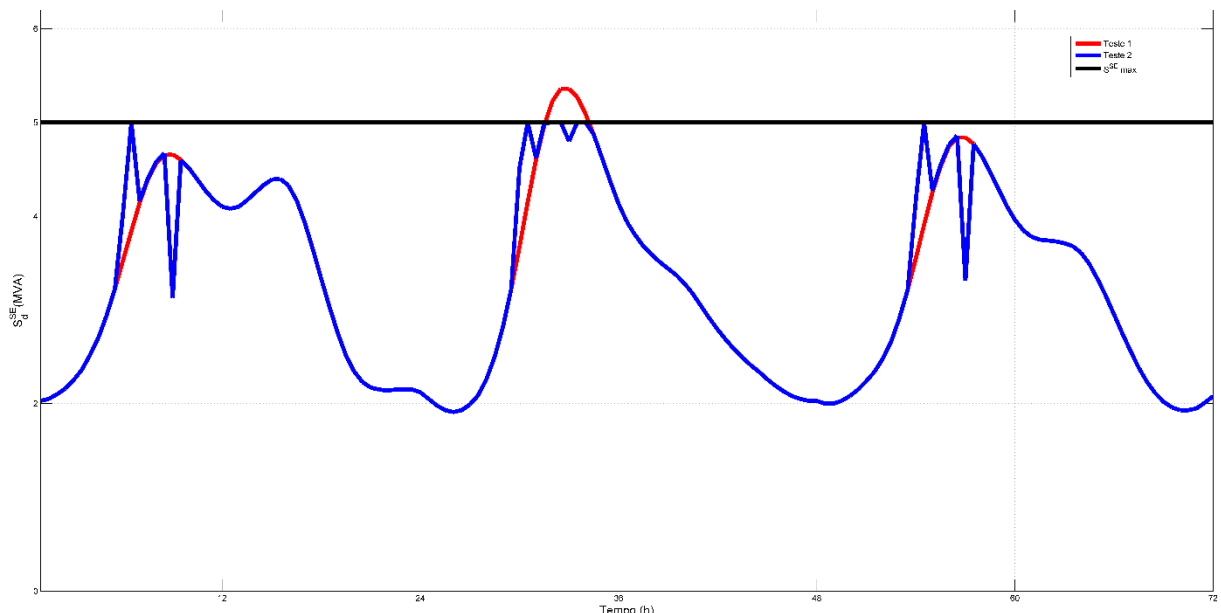
Com o sistema estabelecido, foram realizadas três simulações:

- **Teste 1:** O sistema não possui bateria ($N^{ESD} = 0$) e o limite da SE será elevado para 10 MVA (Comparação com Macedo *et al.* (2015)).
- **Teste 2:** O limite da SE retorna a 5 MVA, com alocação de duas baterias ($N^{ESD} = 2$) nas barras 4 e 11, com energia mínima $\underline{E} = 0$ e energia máxima $\bar{E} = 400$ kWh (Comparação com Macedo *et al.* (2015)).
- **Teste 3:** Utilizando os mesmos parâmetros do Teste 2, com a alteração dos limites de energia da bateria: mínima $\underline{E} = 500$ kWh

e máxima $\bar{E} = 1000$ kWh. Iniciando a bateria com uma energia de 500 kWh (Comparação com Camargo, Castro e Lavorato, (2016)).

Os resultados desses Testes podem ser observados pelas Figura 8 a 10. Na Figura 8, é mostrado o comportamento da potência aparente da SE para os dois primeiros testes, com a curva em vermelho representando a potência do Teste 1 (sem bateria), a curva azul o Teste 2 (com bateria) e a linha preta o limite da SE do Teste 2 de 5 MVA. Assim, quando a curva em vermelho aparece, representa a atuação da bateria, sendo no segundo dia (segundo pico), a demanda é superior a capacidade da SE.

Figura 8 – Comparação entre as potências da SE, para os Testes 1 e 2.



Fonte: Próprio autor.

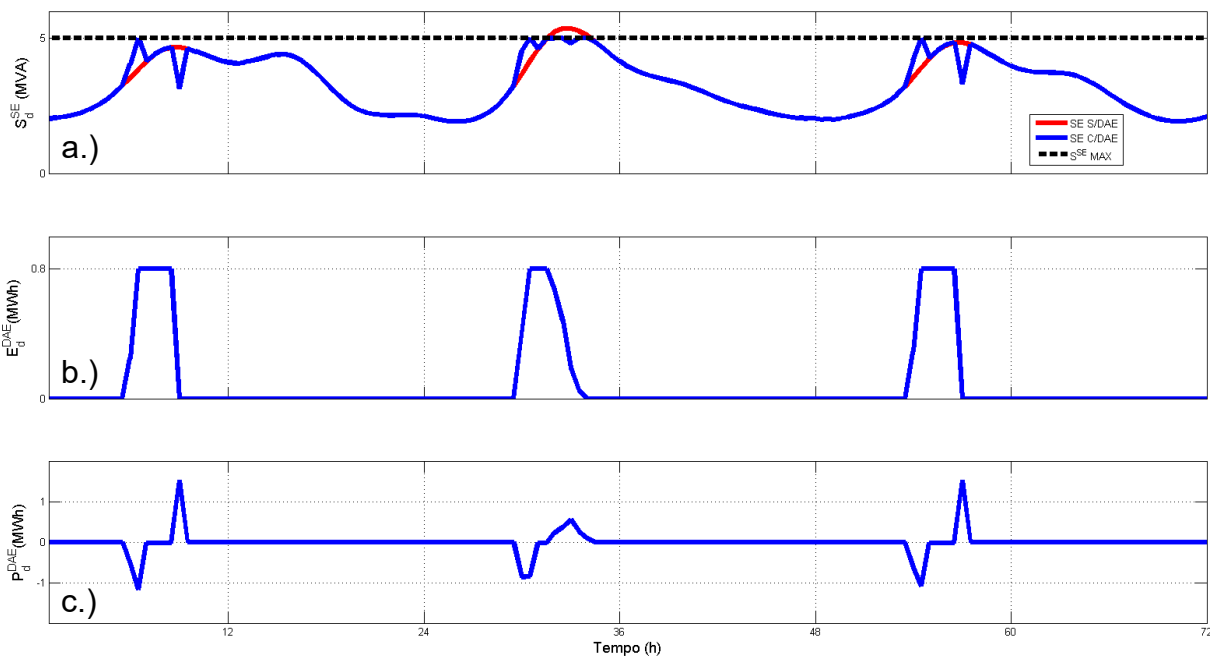
A Figura 9 apresenta a somatória dos resultados encontrados para as duas baterias, referente ao Teste 2. Nela, a curva a) representa os dados da Figura 8, b) demonstra os valores da energia armazenada na bateria e c) representa a potência estocada, como o componente negativo, e a injetada, como parte positiva. As curvas apresentam comportamento semelhante com a curva de demanda, atuando somente nos picos de maior demanda. Os resultados são semelhantes aos encontrados por Macedo *et al.* (2015). O resultado do teste computacional pode ser observado na Tabela 3. O problema foi resolvido em aproximadamente 30 segundos.

Tabela 3 – Comparação de resultados do Teste 2.

Custo Total	
Macedo <i>et al.</i> (2015)	\$ 4.761,78
PLIM	\$ 4.761,83

Fonte: Próprio autor.

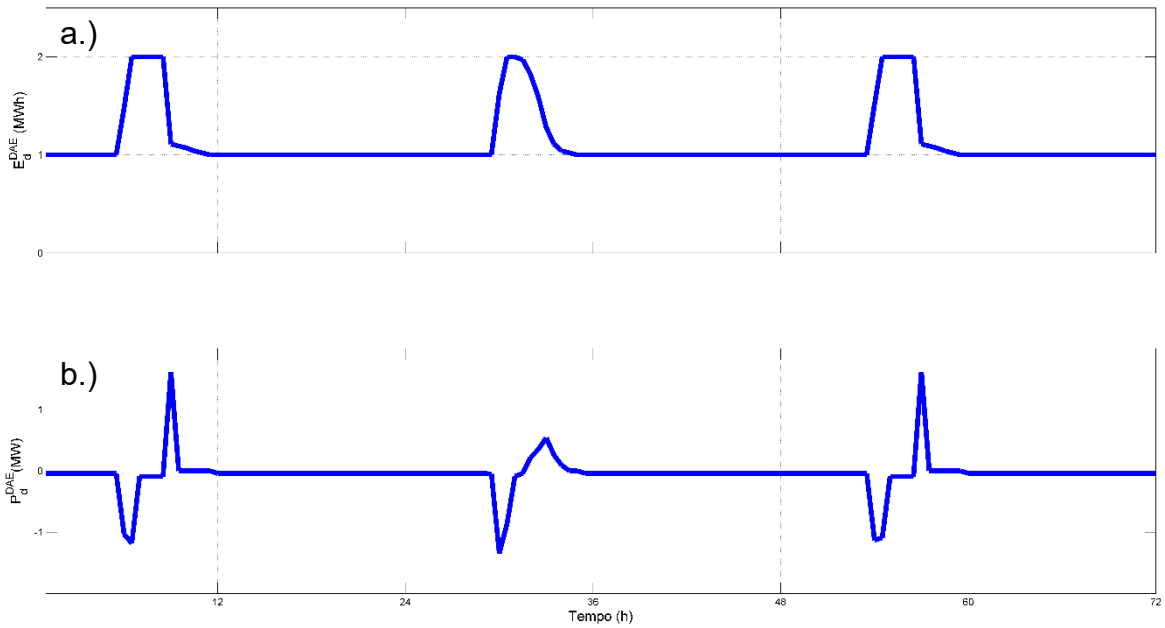
Figura 9 – Resultado do Teste 2 para o sistema de 11 Barras.



Fonte: Próprio autor.

Os resultados encontrados para o Teste 3 podem ser observados na Figura 10, sendo a somatória dos resultados das duas baterias. Pode-se notar que a) representa os valores da energia armazenada na bateria e b) a potência estocada, como componente negativo, e a injetada, como parte positiva. Em comparação com a Figura 9, onde o valor da energia mínima é zero, na Figura 10 temos um valor mínimo que a bateria deve ser mantida, assim encontrado variações no valor da potência estocada e injetada, e no comportamento da energia. Os resultados são semelhantes aos encontrados por Camargo, Castro e Lavorato, (2016). O valor encontrado pela FO dessa reprodução é de US\$ 335.316,39, para o Teste 3. O artigo de Camargo, Castro e Lavorato, (2016) não informa o valor encontrado para o mesmo Teste, mas o melhor local para a alocação da bateria foi o mesmo, na barra 11 do sistema.

Figura 10 – Resultado do Teste 3 para o sistema de 11 Barras.



Fonte: Próprio autor

4.2 Sistema de 23 Barras

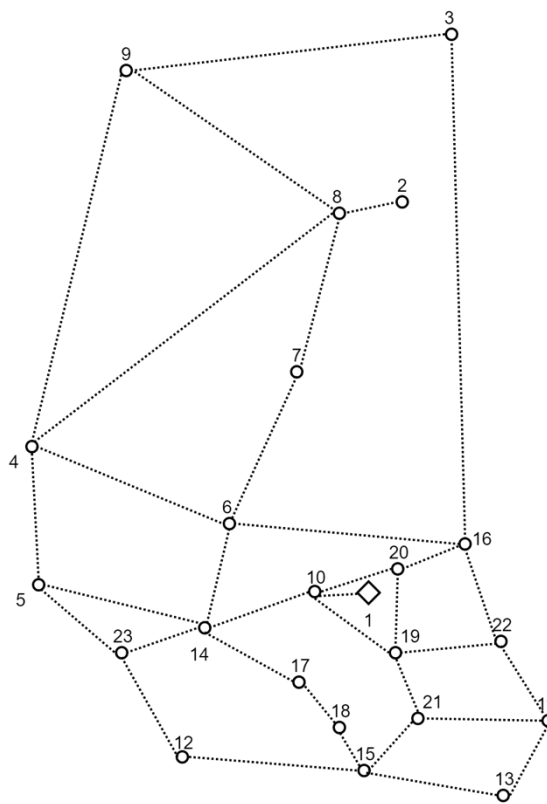
O sistema teste de 23 Barras, que pode ser visto na Figura 11, é uma rede de distribuição, que possui uma tensão nominal de 34,5 kV, com uma SE de $\overline{S_n^{SE}} = 10$ MVA responsável por alimentar 21 barras de carga, com uma demanda total do sistema de 7,04 MVA. Os parâmetros usados foram encontrados em Grigsby (2001). O sistema possui dois tipos de condutores e 35 possibilidades de construção. Para os testes, foram utilizados limites mínimo de $\underline{V} = 93\%$ e máximo de $\overline{V} = 103\%$, fator de potência na demanda de $\varphi^D = 0,9$, custos de perdas de energia $C_n^{ESE} = 0,05$ US\$/KWh, fator de perdas e de carga iguais a $\phi_S = \phi_L = 0,35$, taxa de juros $\zeta = 0,1$ e com um horizonte de planejamento de 20 anos.

Assim, foram realizados os seguintes testes:

- **Teste 1:** Planejamento da expansão, considerando a construção de circuitos.

- **Teste 2:** Planejamento da expansão, considerando a construção de circuitos e transformando a barra 2 em uma SE candidata a construção.
- **Teste 3:** Planejamento da expansão, considerando a construção de circuitos, alocação e operação de DAE.
- **Teste 4:** Heurística de busca local, com uso de recurso renovável e limite de uso de duas DAE ($N^{ESD} = 2$).

Figura 11 – Sistemas 23 Barras com 1 SE e 22 barras de carga.



Fonte: Próprio autor.

A Tabela 4 compara os resultados de: Nahman e Perić (2008); Gómez *et al.* (2004); Olivera (2010), e os encontrados pelo método descrito no início da seção 3.8. Os resultados encontrados pelo modelo proposto nesse trabalho possuem uma diferença em comparação com os outros trabalhos, mesmo mantendo a mesma topologia. Os custos de perdas podem ser justificados pela linearização utilizada e os trabalhos comprados também utilizarem equações linearizadas. A Figura 12 mostra

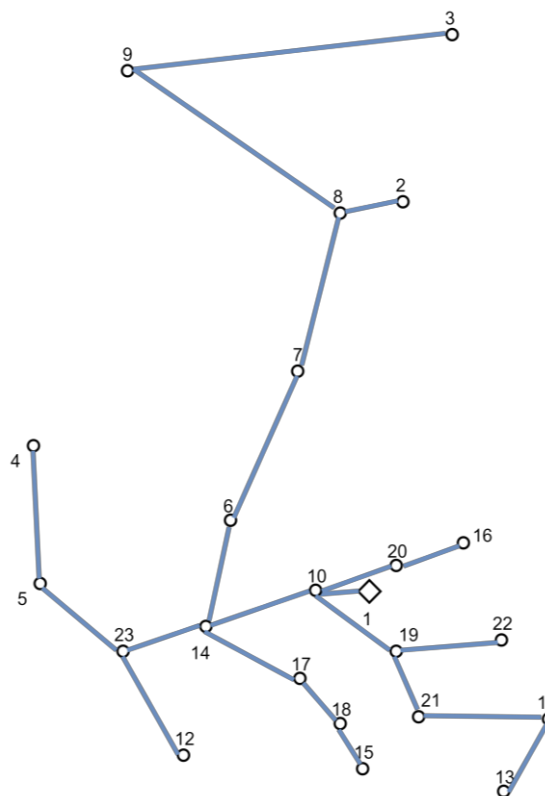
topologia encontrada, com a linha azul representando o tipo de condutor 1 escolhido para a construção de todos os circuitos.

Tabela 4 – Resultados numéricos do Teste 1.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo Total
Nahman; Perić (2008)	\$ 151.892,00	\$ 21.007,00	\$ 172.899,00
Gómez <i>et al.</i> (2004)	\$ 151.892,00	\$ 21.021,00	\$ 172.913,00
Olivera (2010)	\$ 151.892,00	\$ 20.227,00	\$ 172.119,00
PLIM	\$ 151.892,00	\$ 22.581,00	\$ 174.473,00

Fonte: Próprio autor.

Figura 12 – Resultados do Teste 1 para o sistema de 23 Barras.

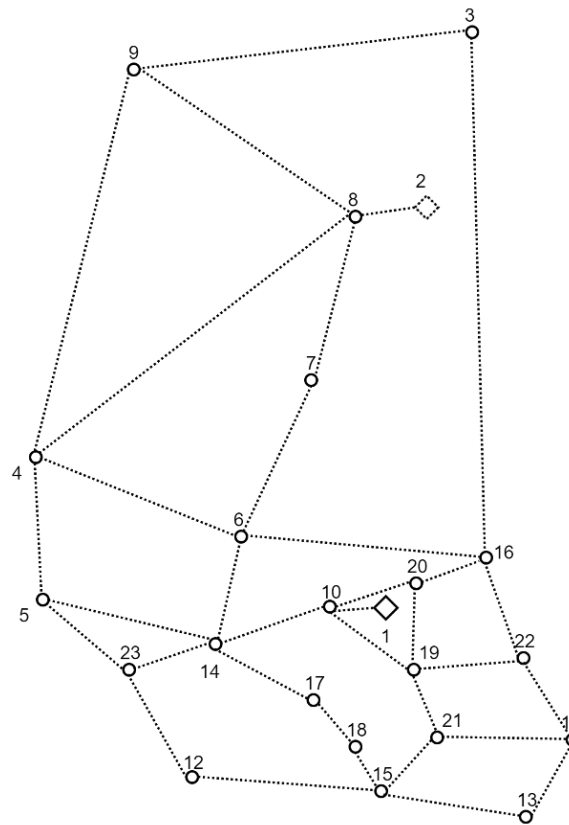


Fonte: Próprio autor.

Para o Teste 2, a topologia do sistema foi alterada, podendo ser observada na Figura 13, onde a barra 2 é substituída por uma SE candidata à construção, e reduzindo a capacidade da SE 1. Dessa forma, os parâmetros alterados do teste

anterior são: potência da SE 1 é de $\overline{S}_1^{SE} = 2$ MVA e da SE 2 de $\overline{S}_2^{SE} = 4$ MVA, com um custo de construção de $C^{SE} = 100$ kUS\$, e custo de operação da SE de $C_n^{COSE} = 0,01$ US\$/VAh².

Figura 13 – Sistema para o Teste 2 para o sistema de 23 Barras.



Fonte: Próprio autor.

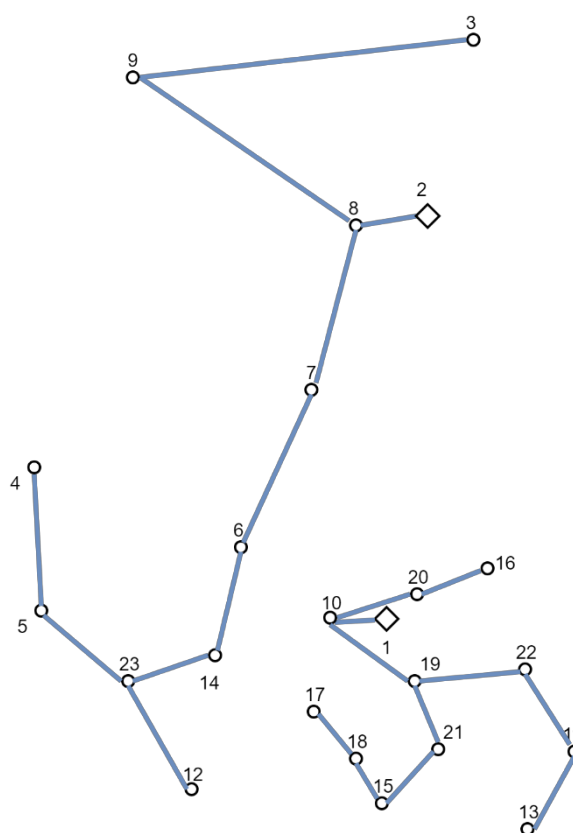
A Tabela 5 compara os resultados: Olivera (2010); Pozos (2015) e os encontrados pelo modelo descrito anteriormente. Os resultados encontrados pelo modelo proposto nesse trabalho possuem uma pequena variação em relação aos outros, mesmo possuindo a mesma topologia, custos de construção de circuito e SE, demonstrada pela Figura 14. Uma possível explicação para isso é a utilização de modelos linearizados, pelos trabalhos analisados.

Tabela 5 – Resultados numéricos do Teste 2 para o sistema de 23 Barras.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Construção da SE	Custo de Operação	Custo Total
Olivera (2010)	\$ 149.712,00	\$ 14.687,00	\$ 1.000.000,00	\$ 6.492.761,00	\$ 7.656.733,00
Pozos (2015)	\$ 149.712,00	\$ 14.275,00	\$ 1.000.000,00	\$ 6.492.761,00	\$ 7.656.733,00
PLIM	\$ 149.712,00	\$ 15.056,00	\$ 1.000.000,00	\$ 6.493.362,00	\$ 7.658.130,00

Fonte: Próprio autor.

Figura 14 – Resultados do Teste 2, construção de circuitos de SE.

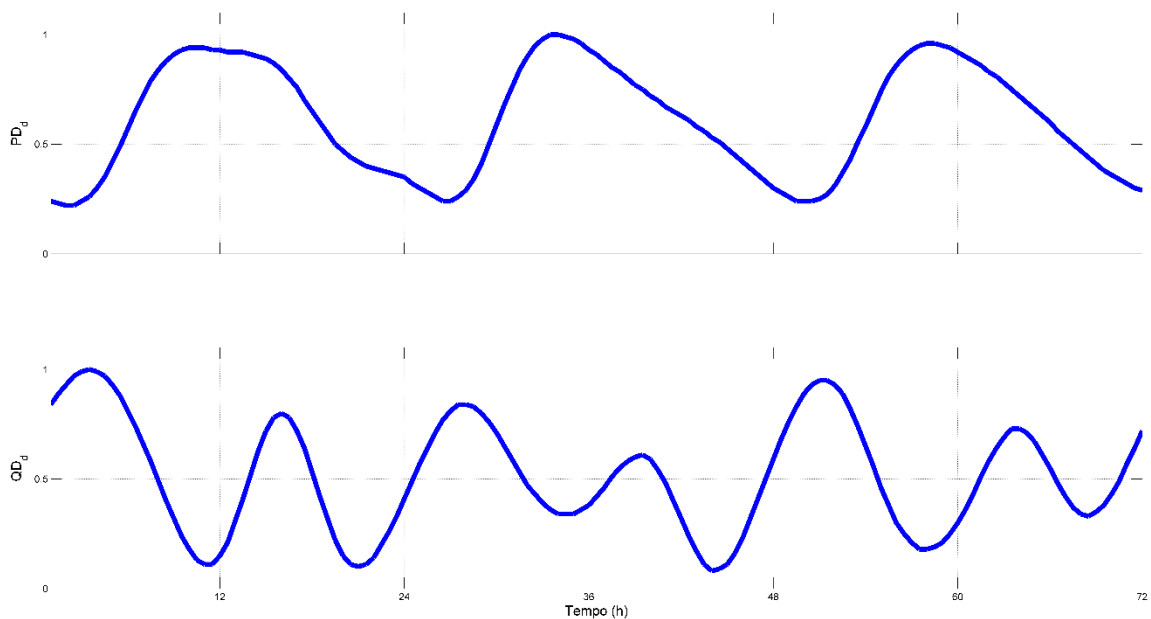


Fonte: Próprio autor.

Para o Teste 3, foram considerados os mesmos parâmetros e topologia descritos para o Teste 1. O foco dessa análise foi a alocação e operação da bateria. Foi retirado do trabalho de Macedo *et al.* (2015) o comportamento da demanda, variando em função do tempo, e os dados da energia renovável. Esses dados representam o comportamento das demandas ativa e reativa, no período de 72 horas,

com intervalo de meia hora entre cada medida. Para encontrado comportamento da curva, foi usado o valor de pico e dividido por cada dado de demanda. Dessa maneira foi encontrado uma curva que possui um pico de 1, sem unidade de medida, dessa maneira é multiplicado o valor da demanda do Teste 1, de cada barra, pelo comportamento da Figura 15, obtendo assim a curva de demanda utilizada no Teste 3. A potência da SE da 1 utilizada foi de $\overline{S_n^{SE}} = 10$ MVA, as energias renováveis estão localizadas nas barras 3 e 13, com pico de 1 e 0,5 MW, respectivamente.

Figura 15 – Comportamento unitário da demanda Ativa e Reativa, no período de 72 horas.



Fonte: Adaptado de Macedo *et al.* (2015).

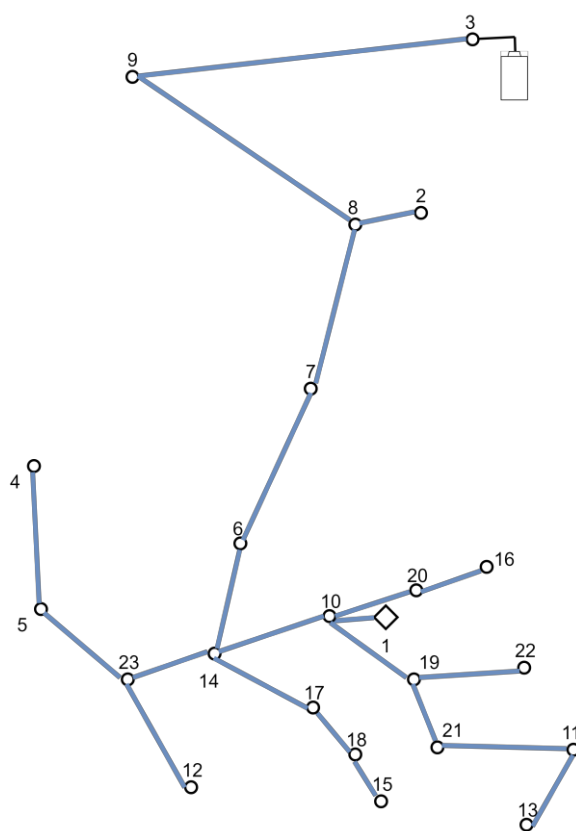
Os resultados do Teste 3 podem ser observados na Tabela 6. O valor encontrado para a topologia do sistema, para os três valores comprados, é o mesmo. Nesse teste, foi utilizado a heurística de busca local, descrito na seção 3.10. Os valores encontrados possuem uma variação com o sistema, mesmo mantendo a mesma topologia e alocando assim, uma DAE, com uma energia máxima de 1000 kW, na barra 3. A topologia encontrada pelo sistema pode ser vista na Figura 16.

Tabela 6 – Resultado dos custos para o Teste 3.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Alocação DAE	Custo Total
Teste 1	\$ 151.892,00	\$ 22.581,00	-	\$ 174.473,00
Expansão C/DAE	\$ 151.892,00	\$ 21.529,00	\$ 1.000,00	\$ 174.421,00
Operação	\$ 151.892,00	\$ 94,13	\$ 1.000,00	\$ 152.986,13

Fonte: Próprio autor.

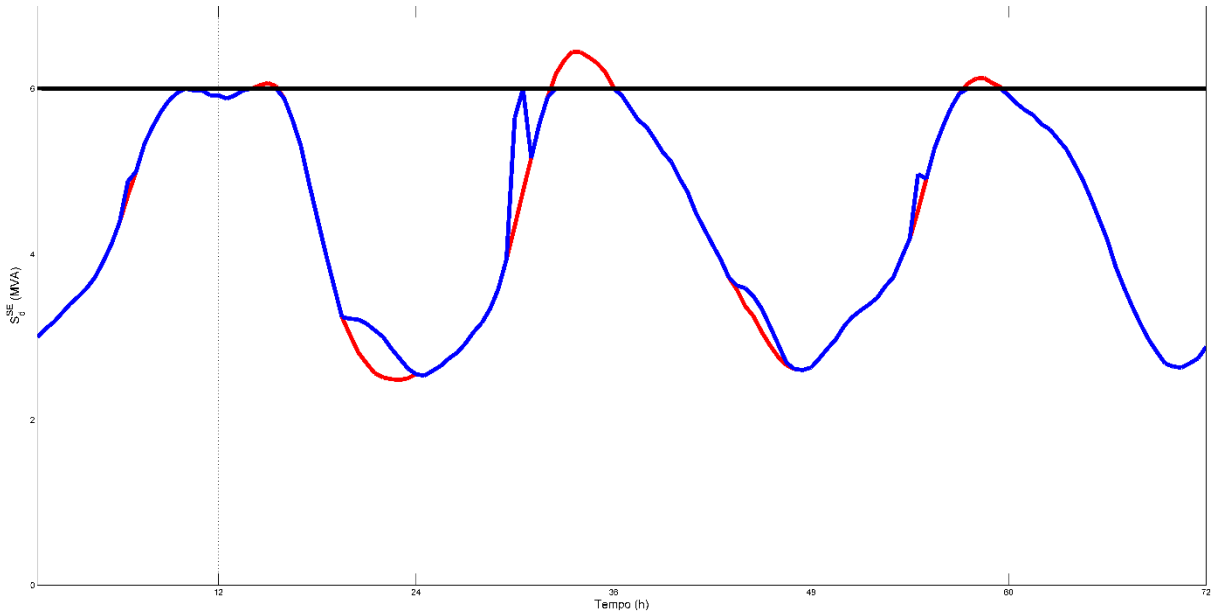
Figura 16 – Topologia alocando bateria no sistema de 23 barras.



Fonte: Próprio autor.

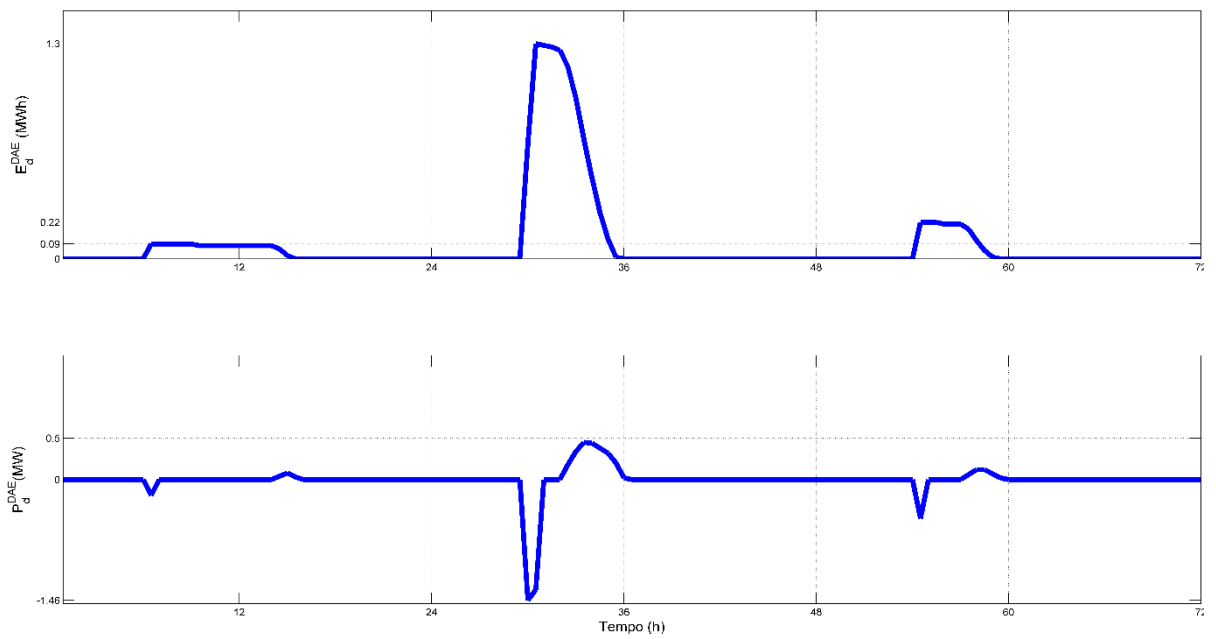
Foi realizada uma avaliação do comportamento da SE, com a atuação do DAE. A Figura 17 mostra esse comportamento, com a curva em azul sendo a SE com DAE, em vermelho a SE sem a DAE (retirando a limitação da potência máxima) e em preto o limite máximo da SE. A Figura 18 mostra a operação do DAE, para o período dos três dias, sendo mais utilizada no segundo dia.

Figura 17 – Comportamento da potência da SE.



Fonte: Próprio autor.

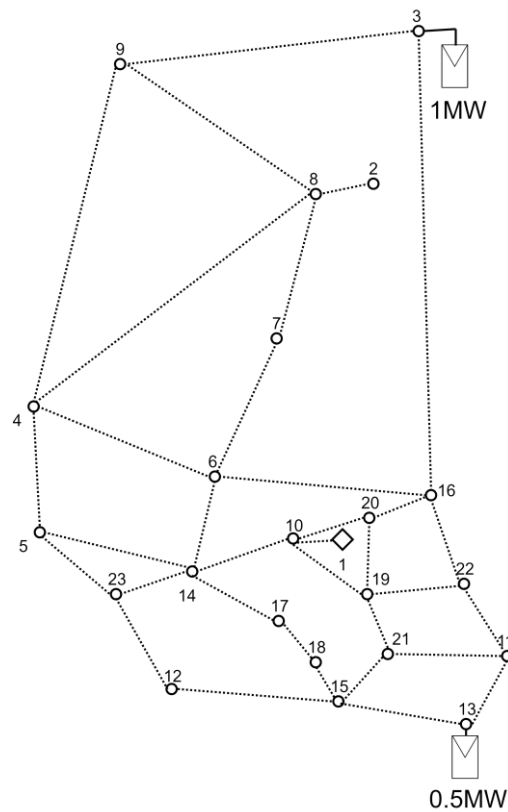
Figura 18 – Comportamento da energia e potência injetada e estocada, baterias alocadas.



Fonte: Próprio autor.

Para o Teste 4, foram realizadas 22 propostas de solução, com a topologia encontrada na Figura 19. O sistema utilizado foi igual ao do Teste 1, com a diferença de possuir recurso renovável alocado nas barras 3 e 13, os dados desses recursos foram retirados de Macedo *et al.* (2015), sendo de 1 e 0.5 MW, para as barras 3 e 13, respectivamente, possuindo um horizonte de planejamento mais curto, de cinco anos. Como descrito na seção 3.10, foi utilizada uma heurística de busca local, onde para cada proposta de solução é impedido de se alocar um DAE, de forma aleatória, para a para a proposta seguinte.

Figura 19 – Topologia do Teste 4 para o sistema de 23 barras.

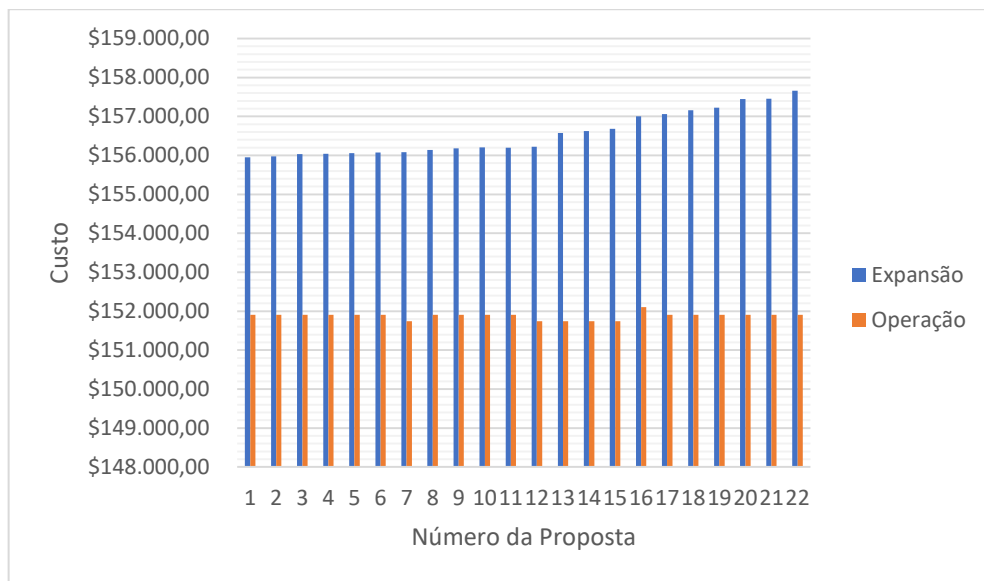


Fonte: Próprio autor.

Os resultados dos custos de cada proposta de solução podem ser encontrados na Figura 20, com a cor azul representado o modelo de planejamento da expansão e o laranja, a operação da bateria. Os valores de cada um dos modelos, de planejamento e operação, são encontrados nas Figura 21 e Figura 22, respectivamente. Na Tabela 7, são apresentados os melhores valores encontrados

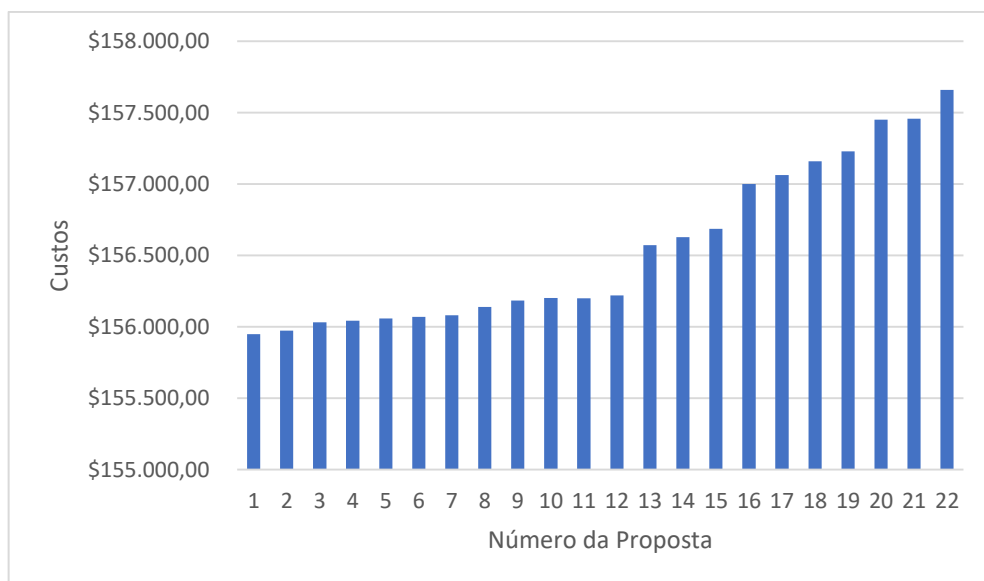
para cada modelo. Após os testes, foi possível identificar que os menores custos de operação de DAE estão localizados na proposta de solução 13. Como o modelo de planejamento encontra o valor ótimo, a primeira proposta de solução sempre será o melhor, do ponto de vista do planejamento. Com a aplicação da heurística de busca local, foi identificado que o melhor sistema é o encontrado pela proposta de solução 13.

Figura 20 – Custos do modelo de Expansão e da Operação da DAE.



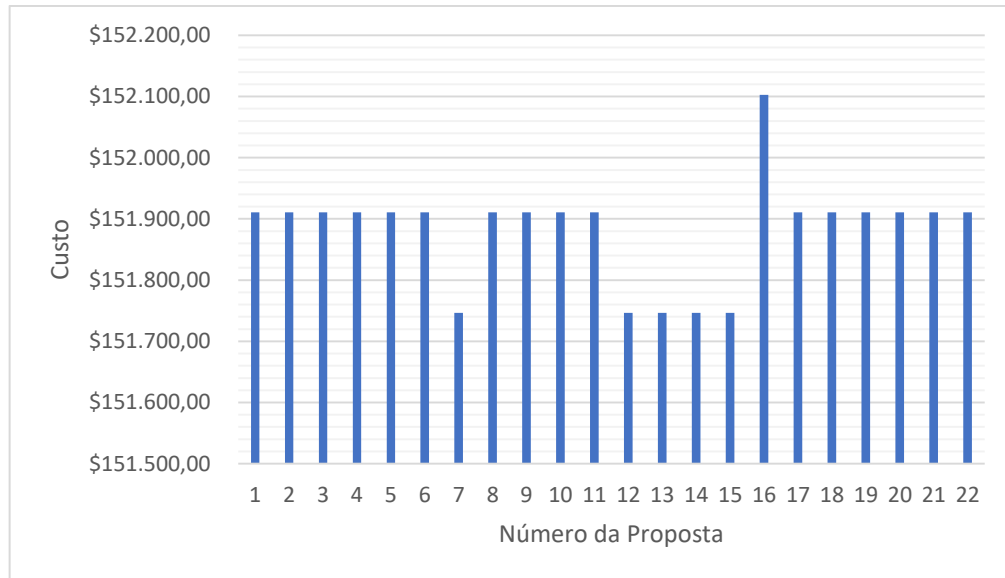
Fonte: Próprio autor.

Figura 21 – Custos do modelo de Expansão.



Fonte: Próprio autor.

Figura 22 – Custos do modelo de Operação da DAE.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 7 – Custos das duas melhores propostas de solução, para cada modelo.

		Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo Total
Proposta de Solução 1	Planejamento	\$ 151.892,44	\$4.056,50	\$ 155.948,94
	Operação	\$ 151.892,44	\$ 18,05	\$ 151.910,49
Proposta de Solução 13	Planejamento	\$ 151.727,44	\$4.845,38	\$ 156.572,82
	Operação	\$ 151.727,44	\$ 19,02	\$ 151.746,46

Fonte: Próprio autor.

Para comparar a eficiência do melhor resultado da heurística de busca local, foi proposto a utilização do modelo de cálculo do planejamento com a operação da DAE, que será chamado de modelo completo. Os resultados encontrados, com a comparação do melhor resultado da heurística de busca local, estão na Tabela 8. O valor encontrado pela heurística é o melhor resultado encontrado. O tempo de simulação também é mais vantajoso utilizando a heurística, com um tempo de 89,9 segundo para as 22 propostas se solução, enquanto o modelo completo tem um tempo de simulação 1315,97 segundos.

Tabela 8 – Resultados do modelo completo com o melhor resultado da heurística.

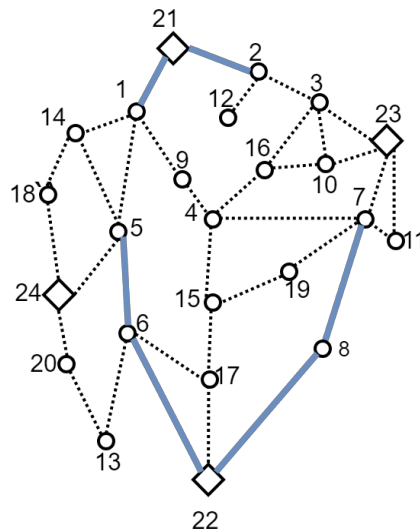
		Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo Total
Modelo Completo	Planejamento + Operação	\$ 151.727,44	\$ 53,83	\$ 151.781,27
Proposta de resultado 13	Planejamento	\$ 151.727,44	\$4.845,38	\$ 156.572,82
	Operação	\$ 151.727,44	\$ 19,02	\$ 151.746,46

Fonte: Próprio autor.

4.3 Sistema de 24 Barras

O sistema de 24 barras que foi retirado do trabalho de Tabares *et al.* (2016), que se inspirou na referência em Gönen e Ramirez-Rosado (1986). Este trabalho adotou um horizonte de planejamento de 20 anos. A topologia do sistema pode ser vista na Figura 23. Esse sistema opera com uma tensão nominal de 13,8 kV, possui 24 barras, 4 SE, sendo duas construídas (SE 21 e 22), com a possibilidade de um receber uma repotenciação (SE 21), e duas candidatas à construção (SE 23 e 24), com uma capacidade máxima total de 67 MVA, 20 barras de carga, e uma demanda máxima de 44,02 MVA. Para os testes, foram utilizados dois tipos de condutores, sendo o tipo 1 representado pela cor azul e o tipo 2 com a cor vermelha. Os circuitos 1-21, 2-21, 5-6, 6-22, 7-8 e 8-22 construídos, com o condutor tipo 1.

Figura 23 – Topologia inicial do sistema de 24 barras e 4 SE.



Fonte: Próprio autor.

Com o sistema definido, foram efetuados os seguintes testes:

- **Teste 1** – Foram desenvolvidas duas análises, descritas na seção 3.11, utilizando somente a primeira proposta de solução encontrada.
- **Teste 2** – Foi realizado o mesmo teste que o Teste 1, com o uso de 20 propostas de solução.

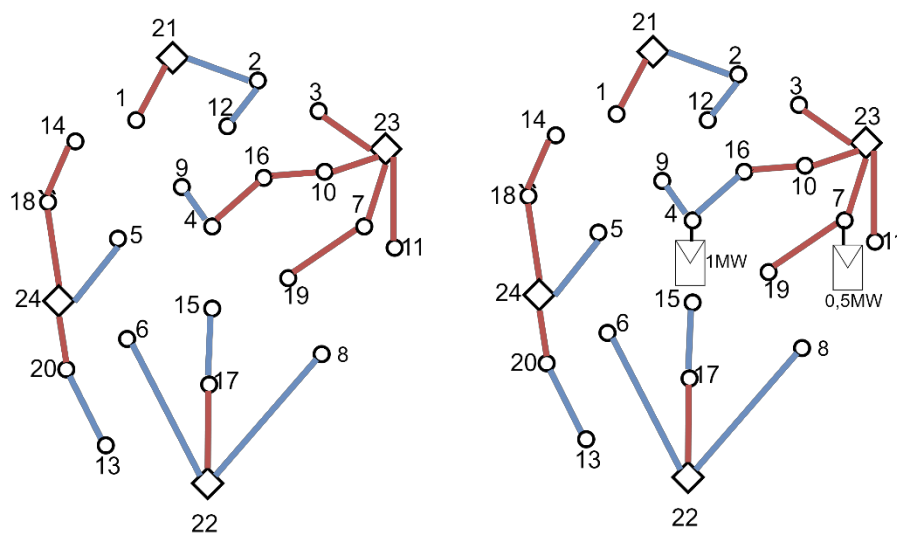
No Teste 1, foram testadas duas propostas de solução, a primeira com o planejamento da expansão, como referência, e a segunda com o planejamento com alocação de DAE, limitando sua potência de carregamento com o comportamento dos dados de energia renovável, retirados de Macedo *et al.* (2015). As barras escolhidas para alocar essa geração, foram selecionadas pelos resultados encontrados no trabalho de Tabares *et al.* (2016), sendo elas das barras 4 e 7, com 1 e 0,5 MW, respectivamente. Na Tabela 9 encontram-se os resultados das propostas de solução testadas. Na Figura 24, são apresentadas as topologias encontradas para o modelo, havendo uma redução dos custos do tipo de condutor usado, no circuito entre as barras 4 e 16.

Tabela 9 – Resultados do Teste 1 para o sistema de 24 Barras.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Operação	Custo de Construção da SE	Custo Total
S/DAE	\$1.204.000,00	\$1.637.812,71	\$6.000.000,00	\$ 407.101,31	\$9.248.914,02
C/DAE	\$1.181.250,00	\$1.535.725,37	\$6.000.000,00	\$ 371.453,23	\$9.088.428,60
Modelo Energia	\$1.181.250,00	\$ 2.899,90	\$6.000.000,00	\$ 3.584,79	\$7.187.734,69

Fonte: Próprio autor.

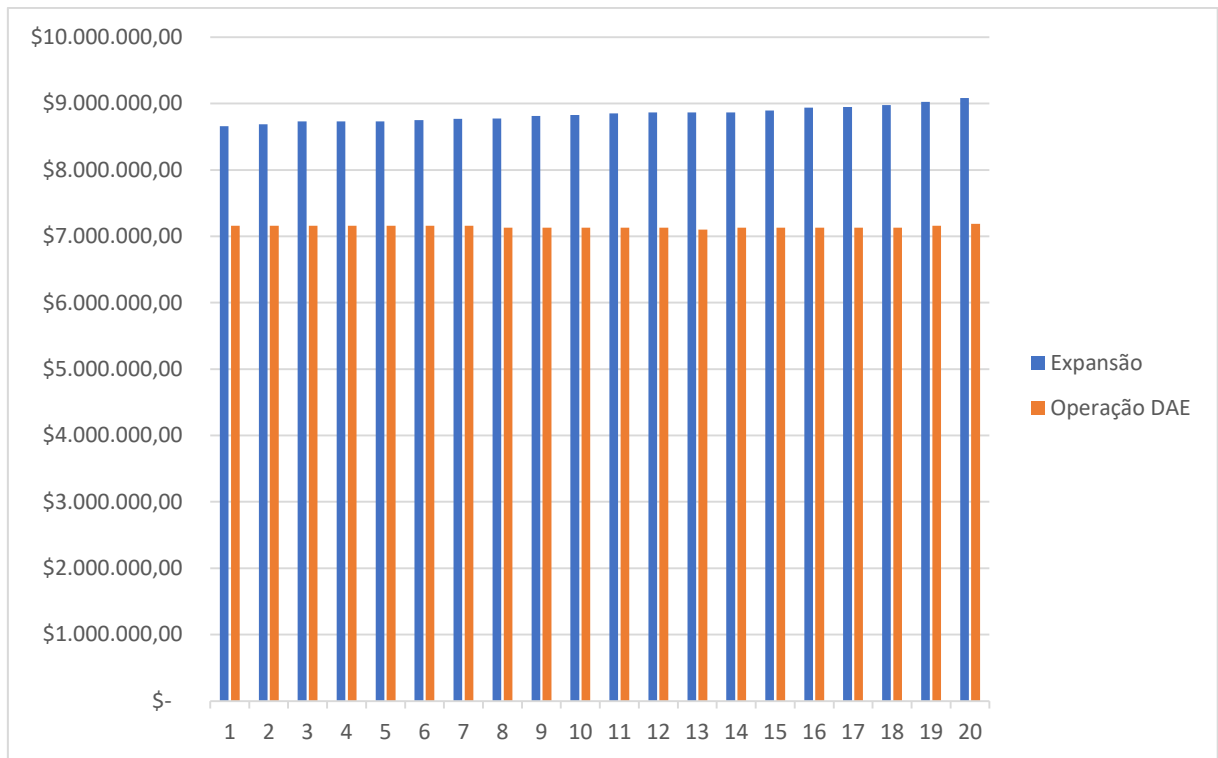
Figura 24 – Sistemas do Teste 1 para o sistema de 24 Barras.



Fonte: Próprio autor.

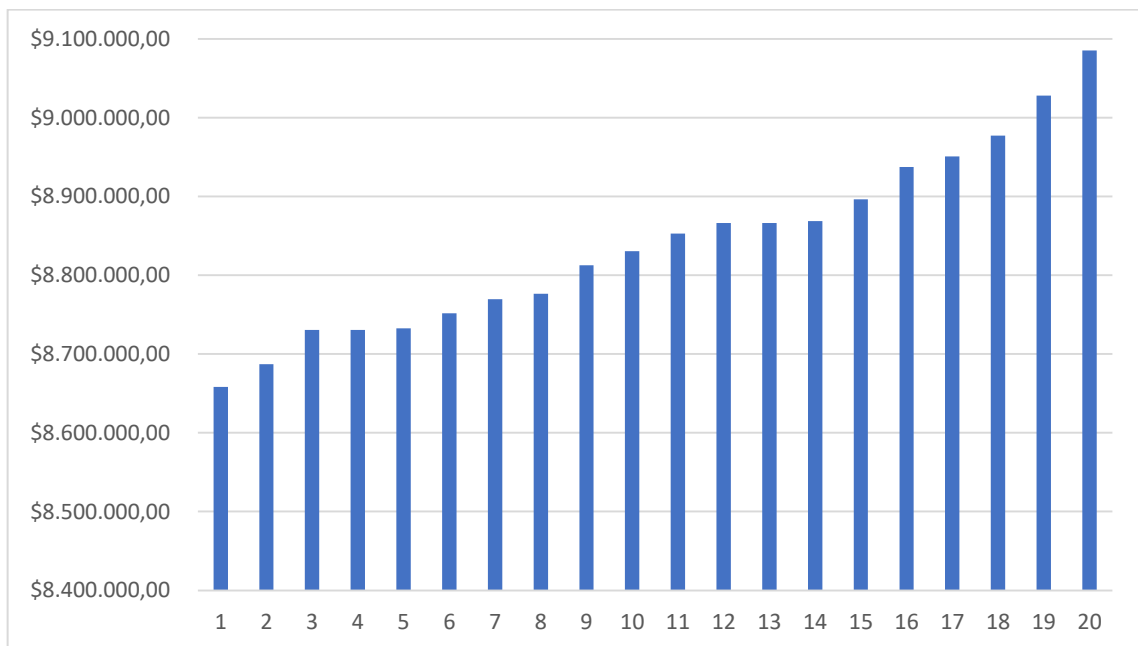
Para o Teste 2, foram desenvolvidas 20 propostas de solução, afim de comparar a alocação de bateria em um modelo de planejamento da expansão com o modelo de operação, como descrito na Seção 3.9. Para isso, foram limitados 4 DAE, com uma potência máxima de 2000 kW. A primeira proposta representa os dados de planejamento e alocação sem restrições de barra. Já para as demais foram escolhidas as barras de menor número, em ordem crescente, para ter restrições de alocação. Na Figura 25 são encontrados os valores da função objetivo para essas propostas de solução, com modelos de planejamento da expansão sendo representados pela cor azul e da operação da DAE pela cor laranja. Na Figura 26 são mostrados os valores encontrados para essas propostas de solução, somente para o planejamento e na Figura 27 os custos encontrados para o modelo de operação das DAE.

Figura 25 – Custos do modelo de Expansão e da Operação da DAE.



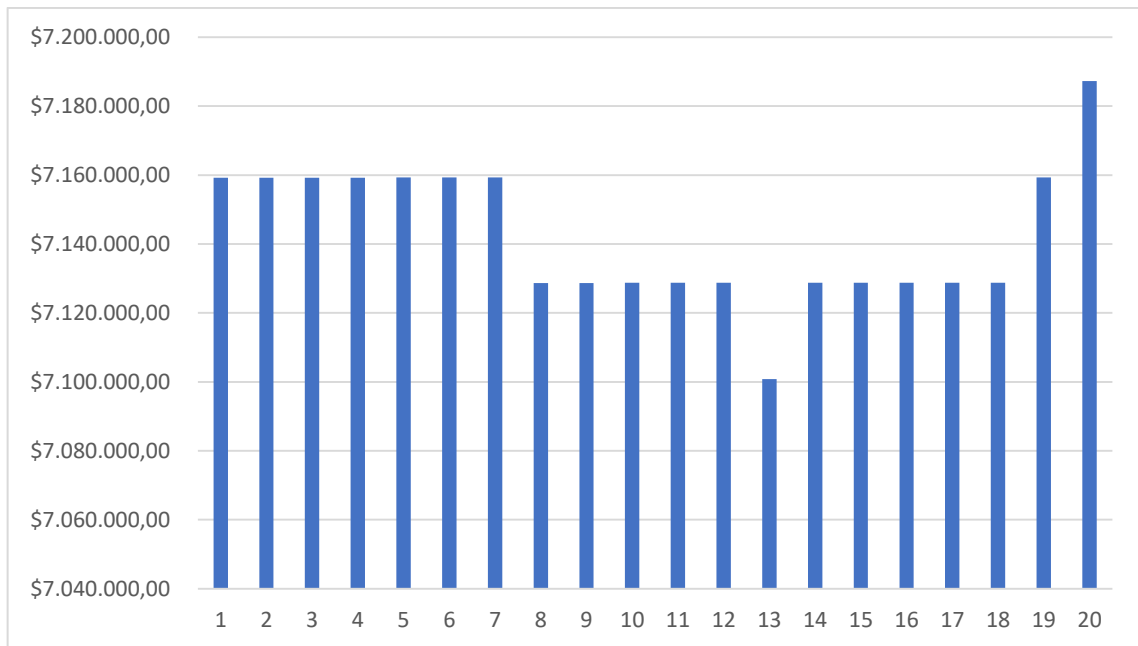
Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Custos do modelo de Expansão.



Fonte: Próprio autor.

Figura 27 – Custos do modelo de Operação.



Fonte: Próprio autor.

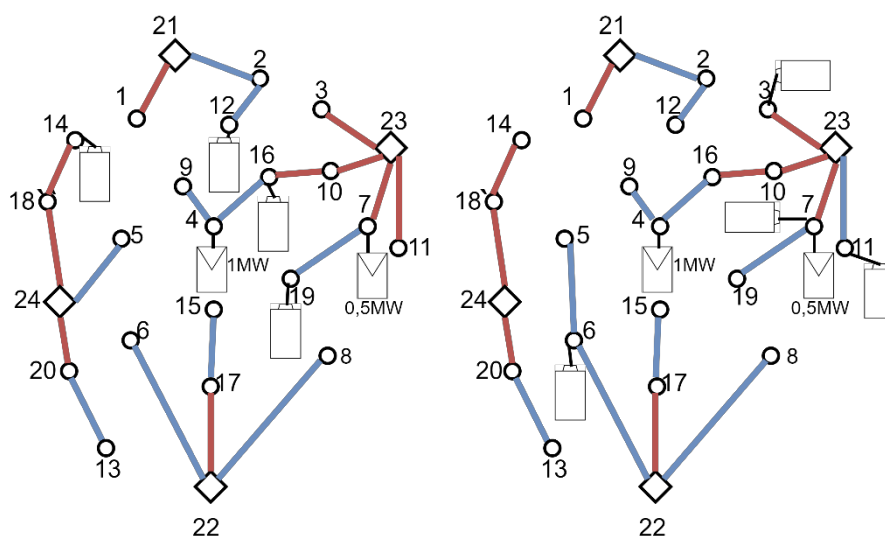
A melhor proposta de solução encontrada para a operação da DAE, é a proposta de solução 13. Diferentemente da encontrada pelo planejamento da expansão, que direciona para a proposta de solução 1. Na Tabela 10 são comparadas essas duas propostas de solução, e os modelos com suas topologias estão na Figura 28. Assim, a proposta de solução 13 é o resultado que deve ser adotado.

Tabela 10 – Melhores resultados do modelo de Expansão (Proposta 1) e Operação (Proposta 13).

		Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Construção da SE	Custo de Operação	Custo Total
Propostas de Solução 1	Planejamento	\$ 1.153.250,00	\$ 1.199.263,18	\$ 6.000.000,00	\$ 305.682,89	\$ 8.658.196,07
	Operação	\$ 1.153.250,00	\$ 2.722,11	\$ 6.000.000,00	\$ 3.310,13	\$ 7.159.282,24
Propostas de Solução 13	Planejamento	\$ 1.094.625,00	\$ 1.469.127,83	\$ 6.000.000,00	\$ 302.735,36	\$ 8.866.488,19
	Operação	\$ 1.094.625,00	\$ 2.910,87	\$ 6.000.000,00	\$ 3.293,88	\$ 7.100.829,75

Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Melhores resultados do modelo de Expansão (Proposta 2) e Operação (Proposta 13).



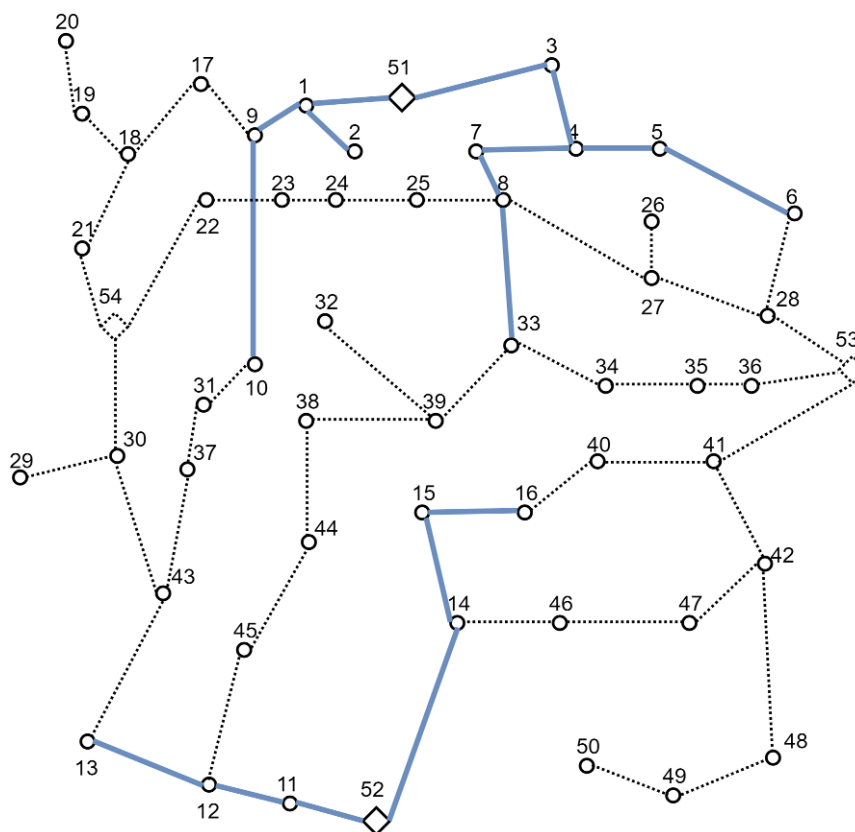
Fonte: Próprio autor.

4.4 Sistema de 54 Barras

O sistema de 54 barras é um sistema de distribuição, com tensão nominal de 13,5 kV, 4 subestações, sendo que destas, duas já estão construídas, com uma possibilidade de repotenciação, e duas são candidatas à construção, como mostrado na Figura 29 (MIRANDA; RANITO; PROENCA, 1994). Dessa maneira, o sistema pode gerar até 1,078 MVA, para alimentar 50 barras de carga, tendo uma demanda total de 659,24 kVA. O sistema possui duas possibilidades de condutores para a construção de 44 possíveis circuitos (representadas pelas linhas pontilhadas) e 17 já existentes (representadas pelas linhas azuis, com o tipo de condutor 1), havendo a possibilidade de recondutoramento. Foram realizados o planejamento da expansão, considerando

a possibilidade de construção de novos circuitos e SEs, perdas do sistema e custos de operação.

Figura 29 – Sistema inicial com 50 barras e 4 SE.



Fonte: Baseado em Miranda, Ranito, Proenca (1994).

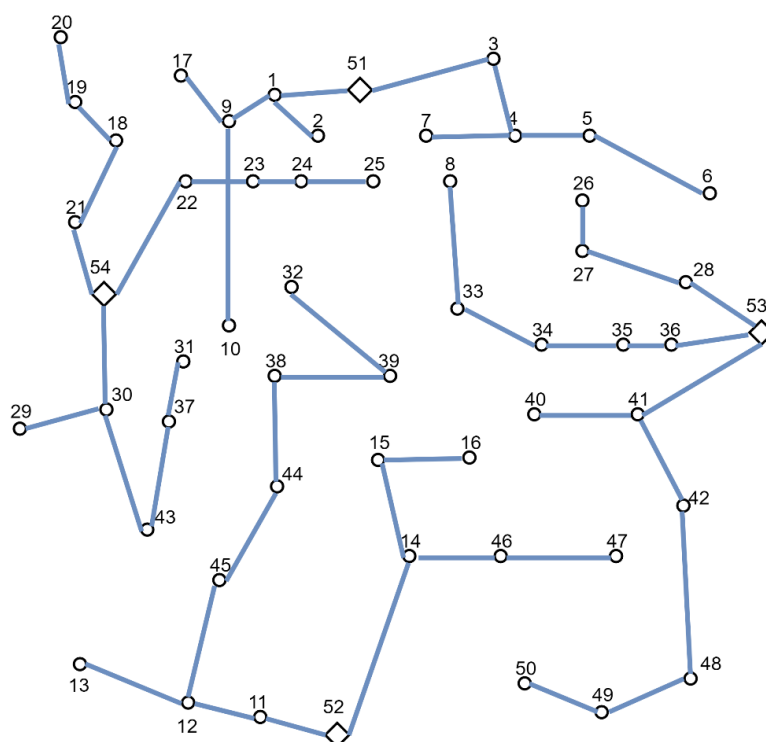
A Tabela 11 mostra uma comparação com os dados encontrados nos trabalhos de: Olivera (2010); Franco, Rider e Romero (2014); Pozos (2015) e o modelo apresentado neste trabalho. Os trabalhos de Franco, Rider e Romero (2014); Pozos (2015) apresentam a mesma topologia encontrada nesse trabalho. Foi encontrado um valor para os custos de circuito, iguais aos três trabalhos com modelos de busca ótima, no caso de Olivera (2010), foi utilizado um modelo de heurística de busca construtiva, dessa maneira, o valor encontrado pela autora, não necessariamente é o valor ótimo da função. As diferenças entre os custos de perdas e operação, já foram discutidas nos testes realizados nos sistemas descritos nas seções anteriores. A topologia encontrada é mostrada na Figura 30.

Tabela 11 – Comparação de resultados do planejamento da expansão.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Construção da SE	Custo de Operação	Custo Total
Olivera (2010)	\$ 39.576,00	\$2.777,00	\$ 540.000,00	\$ 2.933.618,00	\$ 3.515.970,00
Franco, Rider,Romero (2014)	\$ 40.544,00	\$2.372,00	\$ 440.000,00	\$ 2.845.946,00	\$ 3.328.862,00
Pozos (2015)	\$ 40.544,00	\$2.925,00	\$ 440.000,00	\$ 2.848.094,00	\$ 3.331.562,00
PLIM	\$ 40.544,00	\$2.343,00	\$ 440.000,00	\$ 2.854.860,00	\$ 3.337.747,00

Fonte: Próprio autor.

Figura 30 – Resultado do Teste 1 para o sistema de 54 Barras.

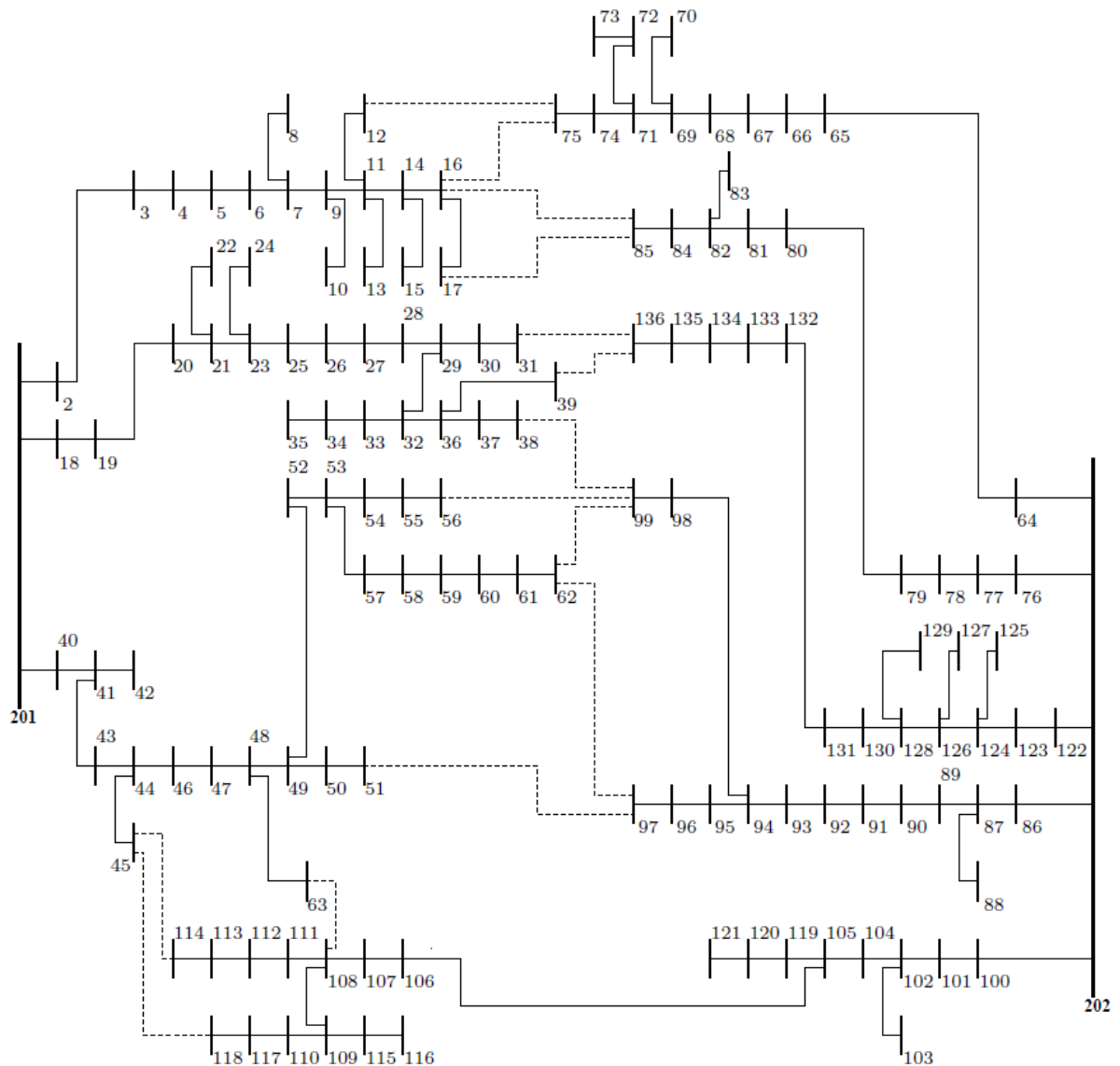


Fonte: Próprio autor.

4.5 Sistema de 136 Barras

Para esse teste, foi utilizado um sistema de 136 barras (PEREIRA, 2009). É um sistema de distribuição de 13,8 kV, com alimentação de duas SE (201 e 202), com uma capacidade máxima de geração de 35 MVA, possuindo uma demanda de 19,96 MVA, em 134 barras, com 13 possibilidades de circuitos para construção. O sistema pode ser visto na Figura 31.

Figura 31 – Topologia inicial de 136 barras.



Fonte: Baseado em Olivera (2010).

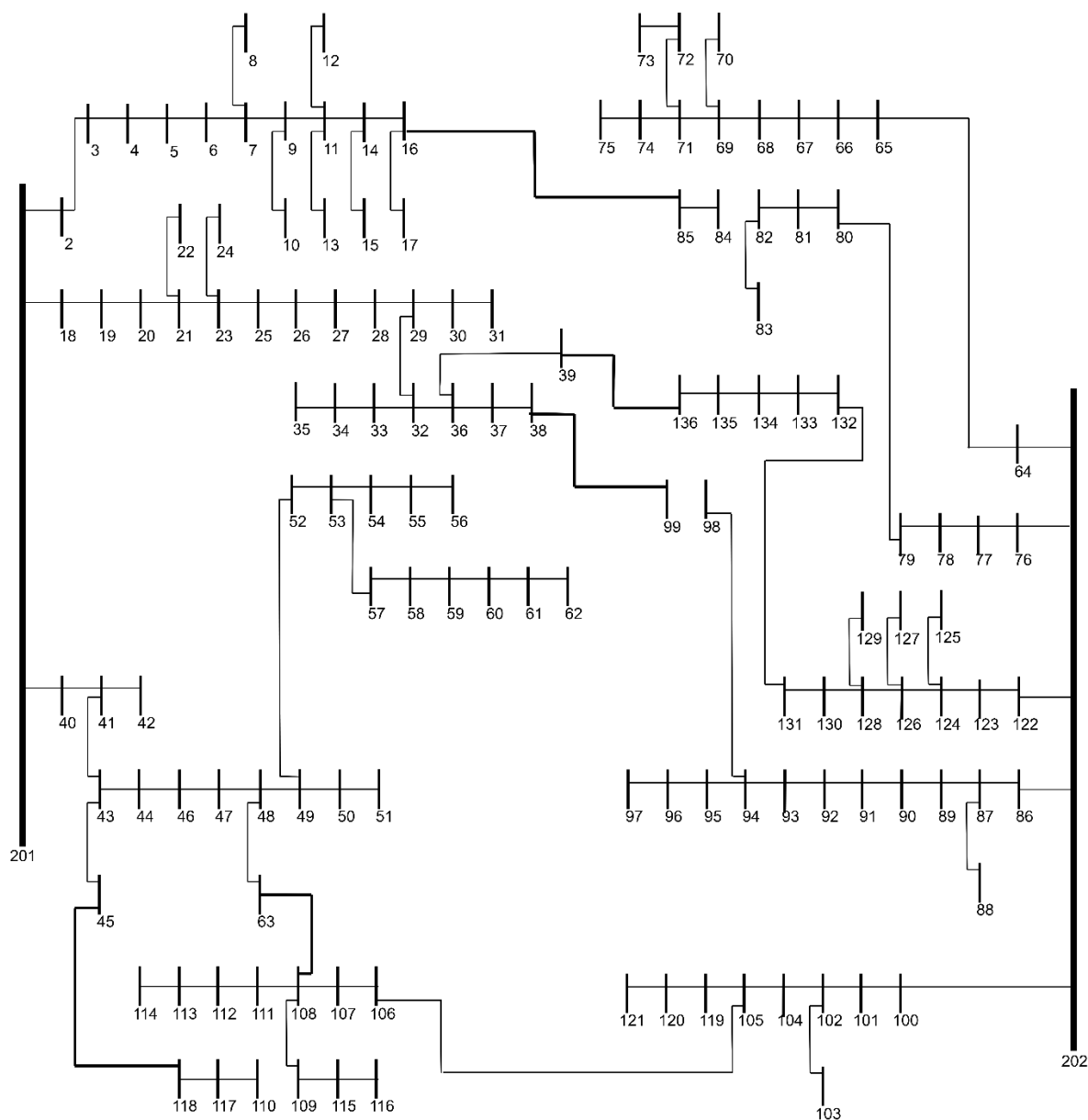
Para o teste, foram considerados as construções de 13 circuitos e o remanejamento de cargas. Os resultados podem ser encontrados na Tabela 12, onde também se mostra uma comparação com o trabalho de Olivera (2010), que como comentando anteriormente, utilizou uma heurística de busca construtiva, assim não encontrando o melhor valor ótimo para a alocação de carga no sistema. A Figura 32 representa a topologia encontrada pelo sistema, com os circuitos construído e o remanejamento de carga efetuado.

Tabela 12 – Resultado do sistema de 136 barras.

	Custos de Circuito	Custo de Perdas	Custo de Operação	Custo Total
Olivera (2010)	\$4.000,00	\$ 11.167,00	\$ 5.491.719,00	\$ 5.506.885,00
PLIM	\$3.200,00	\$ 5.796,23	\$ 5.411.980,83	\$ 5.418.638,44

Fonte: Próprio autor.

Figura 32 – Topologia encontrada para o planejamento da expansão para o sistema de 136 Barras.



Fonte: Próprio autor.

5 CONCLUSÃO

O escopo do trabalho foi o desenvolvimento de um modelo matemático determinístico de PLIM para o planejamento da expansão de SDEE considerando a alocação e operação de DAE. Para a solução do problema foram utilizadas duas abordagens, a solução do modelo proposto considerando a demanda horária com um horizonte de 72 horas, e uma heurística de busca local separa o problema de planejamento da expansão e o problema de operação dos DAEs, para que a operação do mesmo seja avaliada.

Devido a limitação de capacidade de processamento, não é possível resolver o problema com um número muito grande de propostas de solução de carregamento, com um horizonte de tempo maior. Desta forma, a heurística teve o objetivo de encontrar a operação ótima do DAE para diferentes propostas de solução para o planejamento da expansão do SDEE e mostrar que esta operação influencia no resultado do planejamento dos circuitos, SE e do DAE.

Os resultados encontrados com a alocação e a operação DAEs mostram que a utilização desses dispositivos aliviou o carregamento da SE em horário de pico, garantindo assim os limites da operação da SE, além de diminuir os custos para o planejamento de circuitos.

Como continuação deste trabalho, podem ser destacadas as seguintes propostas:

- Desenvolver um modelo de otimização estocástica para o problema de planejamento da expansão de SDEE considerando DAE;
- Desenvolver um modelo de otimização estocástica para o problema de planejamento da expansão de SDEE considerando DAE e fontes de energia renováveis;
- Aprimorar a heurística de busca local.

REFERÊNCIAS

AMARAL, A. B. A. et al. Solar energy and distributed generation: 2015, a year of inflection in Brazil? **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 8, p. 3731–3737, 2016.

AMJADY, N. et al. Adaptive Robust Expansion Planning for a Distribution Network with DERs. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1698–1715, 2018.

ARANI, A. A. K. et al. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, n. September 2015, p. 9–18, 2017.

BANOL ARIAS, N. et al. Robust Joint Expansion Planning of Electrical Distribution Systems and EV Charging Stations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 884–894, 2018.

CAMARGO, A. R.; CASTRO, C. A.; LAVORATO, M. **Optimal allocation of energy storage devices in distribution systems considering lifetime characteristics of batteries**. 2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016. **Anais...2016**

CELLS, P. S. et al. Energy Payback Time (EPBT) and Energy Return on Energy Invested (EROI) of Perovskite Tandem. v. 8, n. 1, p. 305–309, 2018.

CUI, H. et al. Bilevel Arbitrage Potential Evaluation for Grid-Scale Energy Storage Considering Wind Power and LMP Smoothing Effect. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 707–718, 2018.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Robust Multi-Stage Substation Expansion Planning Considering Stochastic Demand. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2125–2134, 2016.

GÓMEZ, J. F. et al. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 996–1004,

2004.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de Programação Linear Inteira Mista para Resolver Problemas de Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais**. Ilha Solteira - SP, Brasil: Universidade Estadual Paulista, 2013.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C**, v. 133, n. 7, p. 397–408, 1986.

GRIGSBY, L. L. **Electric Power Engineering Handbook**. 3rd. ed. EUA: May 16, 2012.

GRISALES, L. F. et al. Optimal Location , Sizing and Operation of Energy Storage in Distribution Systems Using Multi-objective Approach. **Optimal Location , Sizing and Operation of Energy Storage in Distribution Systems Using Multi-objective Approach**, v. 15, n. 6, p. 1084–1090, 2017.

HAGHIGHAT, H.; ZENG, B. Stochastic and Chance-Constrained Conic Distribution System Expansion Planning Using Bilinear Benders Decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 2696–2705, 2018.

IBM. **IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual**. Version 12 ed. EUA: IBM Corporation, 2015.

KRISHNAMURTHY, D. et al. Energy Storage Arbitrage Under Day-Ahead and Real-Time Price Uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 1–1, 2017.

LAVORATO, M. et al. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 172–180, 2012.

MACEDO, L. H. et al. **Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices**. IEEE. Anais...2015

MAZHARI, S. M.; MONSEF, H.; ROMERO, R. A Multi-Objective Distribution System Expansion Planning Incorporating Customer Choices on Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1330–1340, 2016.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, 1994.

MISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balço Energético Nacional**. Brasília: Mistério de Minas e Energia, Governo Federal, 2017.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, 2015.

MONTOYA, O. D. et al. Storage Devices and Distributed Generation. **Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation**, v. 15, n. 5, p. 890–900, 2017.

NAHMAN, J. M.; PERIC, D. M. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 790–795, 2008.

OLIVERA, M. L. *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campina, Campinas, SP, Brasil.

PEREIRA, C. A. Alocação Ótima de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição de Engenharia Elétrica. p. 106, 2009.

POZOS, A. T. *Planejamento dinâmico a longo prazo de ativos de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a incorporação de diferentes tipos de elementos adicionais de expansão*. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista Ilha Solteira - SP, Brasil.

QIU, J. et al. Multi-objective transmission expansion planning in a smart grid using a decomposition-based evolutionary algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 16, p. 4024–4031, 2016.

ROBERT FOURER, DAVID M. GAY, AND B. W. K. **AMPL: A modeling language for mathematical programming**. Second ed. ed. EUA: AMPL, 2002.

ŞENGÖR, I. et al. Energy Management of a Smart Railway Station Considering Regenerative Braking and Stochastic Behaviour of ESS and PV Generation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 3, p. 1041–1050, 2018.

TABARES, A. et al. Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, 2016.

WATSON, J. D.; WATSON, N. R.; LESTAS, I. Optimized dispatch of energy storage systems in unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 639–650, 2017.

XU, Y.; JEWELL, W. T.; PANG, C. Optimal location of electrical energy storage unit in a power system with wind energy. **2014 North American Power Symposium, NAPS 2014**, 2014.

YAO, W. et al. A Multi-Objective Collaborative Planning Strategy for Integrated Power Distribution and Electric Vehicle Charging System. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 4, p. 1811–1821, 2014.