

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Julio Cesar Plens

**Alocação ótima de banco de capacitores e baterias em
sistemas de distribuição contendo geração distribuída
fotovoltaica**

São Carlos

2019

Julio Cesar Plens

Alocação ótima de banco de capacitores e baterias em sistemas de distribuição contendo geração distribuída fotovoltaica

Monografia apresentada ao Curso de Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior

**São Carlos
2019**

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

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

P725a Plens, Julio Cesar
Alocação ótima de banco de capacitores e
baterias em sistemas de distribuição contendo geração
distribuída fotovoltaica / Julio Cesar Plens;
orientador Benvindo Rodrigues Pereira Junior. São
Carlos, 2019.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2019.

1. Alocação Ótima. 2. Programação Linear
Inteira Mista. 3. Algoritmo Genético. 4. Geração
Distribuída Fotovoltaica. 5. Banco de Capacitores. 6.
Baterias. 7. Redução de Perdas. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Julio Cesar Plens

Título: "Alocação ótima de banco de capacitores e baterias em sistemas de distribuição contendo geração distribuída fotovoltaica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21 / 11 / 2019,

com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior - Orientador - SEL/EESC/USP

Mestre Ciniro Aparecido Leite Nametala - Doutorando - SEL/EESC/USP

Mestre Paulo Estevão Teixeira Martins - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

*Dedico este trabalho aos meus pais, João e Sandra,
ao meu irmão Luis e aos meus colegas de turma
que sempre me apoiaram ao longo desta jornada.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus que me deu inspiração, sabedoria e força para concluir mais esta etapa tão importante da minha vida.

Agradeço de forma especial aos meus pais João e Sandra e ao meu irmão Luis, por terem me apoiado emocionalmente e financeiramente ao longo de toda a graduação e durante toda a minha vida. Sem vocês essa conquista não seria possível!

Aos meus amigos de turma, Caio, Guilherme, José, Leonardo B., Leonardo M., Pavan, Ricardo e Sheldon, que me acolheram e fizeram de São Carlos a minha segunda casa, com os quais eu pude compartilhar momentos de alegria, tristeza e muitas horas de estudo.

A todos professores da Escola de Engenharia de São Carlos, em especial ao professor Benvindo, pela amizade, paciência e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, encerro agradecendo aos funcionários da Universidade de São Paulo, em geral, que foram sempre atenciosos e me proporcionaram um ensino de excelência, que um dia eu seja capaz de retribuir tudo isso à sociedade.

*“You don’t have to be great to start,
but you have to start to be great.”*

Zig Ziglar

RESUMO

PLENS, J. C. **Alocação ótima de banco de capacitores e baterias em sistemas de distribuição contendo geração distribuída fotovoltaica.** 2019. 97p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Este trabalho tem como principais objetivos modelar um sistema de distribuição de energia elétrica considerando a instalação de baterias, banco de capacitores e geração distribuída fotovoltaica através de um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), cuja função objetivo visa a minimização das perdas no sistema. Foi implementado um Algoritmo Genético (AG) para fazer a alocação ótima de bancos de capacitores e baterias com base no valor da função objetivo. A metodologia proposta teve sua efetividade demonstrada em um sistema de 70 barras, em que foram executados 4 cenários de teste: 3 cenários executando o programa para diferentes valores dos hiperparâmetros do Algoritmo Genético (número de indivíduos da população e chances de cruzamento e mutação) e um caso base para o sistema sem a instalação de baterias, bancos de capacitores e geração distribuída fotovoltaica para comparar os impactos da inserção destes elementos no sistema. Notou-se uma maior redução de perdas e melhora no perfil de tensão nos cenários em que os equipamentos foram instalados.

Palavras-chave: Sistema de distribuição. Baterias. Banco de capacitores. Geração distribuída fotovoltaica. Programação Linear Inteira Mista. Redução de perdas. Algoritmo Genético. Alocação ótima.

ABSTRACT

PLENS, J. C. **Optimal allocation of capacitor banks and batteries in distribution systems with photovoltaic distributed generation.** 2019. 97p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

The main objective of this paper is modelling a power distribution system considering the installation of batteries, capacitor banks and photovoltaic distributed generation through a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) problem, whose objective function is to minimize power losses. A Genetic Algorithm (GA) was implemented for optimal allocation of capacitor banks and batteries based on the value of the objective function. The proposed methodology had its effectiveness demonstrated in a 70 buses system, where 4 test scenarios were performed: 3 scenarios running the program for different values of Genetic Algorithm hyperparameters (number of individuals in the population and chances of crossover and mutation) and a base case for the system without the installation of batteries, capacitor banks and photovoltaic distributed generation to compare the impacts of inserting these elements into the system. There was a greater power loss reduction and improvement in the voltage profile in the scenarios in which the equipments were installed.

Keywords: Distribution system, Batteries. Capacitor banks. Photovoltaic distributed generation. Mixed-Integer Linear Programming. Power losses reduction. Genetic Algorithm. Optimal allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de SDEE com três nós.	35
Figura 2 – Roleta de indivíduos para o operador seleção.	46
Figura 3 – Representação dos indivíduos com seta indicando o ponto de cruzamento.	46
Figura 4 – Representação dos indivíduos após aplicação do operador cruzamento.	47
Figura 5 – Representação dos indivíduos com seta indicando o ponto de mutação.	47
Figura 6 – Representação de um indivíduo da população.	48
Figura 7 – Fluxograma do Algoritmo Genético implementado.	49
Figura 8 – Representação do SDEE de 70 barras com os 3 geradores distribuídos.	53
Figura 9 – Gráfico do valor assumido pelo parâmetro $\bar{S}_{i,h}^{dg}$ ao longo do tempo.	56
Figura 10 – Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 1.	58
Figura 11 – Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 2.	58
Figura 12 – Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 3.	59
Figura 13 – Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 1.	60
Figura 14 – Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 2.	61
Figura 15 – Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 3.	61
Figura 16 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 1.	62
Figura 17 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 2.	63
Figura 18 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 3.	63
Figura 19 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 1.	64
Figura 20 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 2.	65
Figura 21 – Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 3.	65
Figura 22 – Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 1.	66
Figura 23 – Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 2.	67
Figura 24 – Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 3.	67
Figura 25 – Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 1.	68
Figura 26 – Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 2.	69
Figura 27 – Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 3.	69
Figura 28 – Gráfico da tensão nas barras ao longo do tempo para (a) Caso Base, (b) Caso 1, (c) Caso 2 e (d) Caso 3.	70
Figura 29 – Gráfico da corrente nas linhas ao longo do tempo para (a) Caso Base, (b) Caso 1, (c) Caso 2 e (d) Caso 3.	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplo de indivíduos e seus respectivos valores de aptidão.	46
Tabela 2 – Parâmetros do SDEE.	54
Tabela 3 – Parâmetros das baterias.	54
Tabela 4 – Parâmetros do banco de capacitores.	55
Tabela 5 – Parâmetros da geração distribuída fotovoltaica.	55
Tabela 6 – Hiperparâmetros do Algoritmo Genético.	56
Tabela 7 – Perdas obtidas para o Caso Base.	57
Tabela 8 – Melhores indivíduos e valor das perdas em cada caso.	57
Tabela 9 – Melhores, médios e piores resultados obtidos para cada caso.	59
Tabela 10 – Menores e maiores magnitudes de tensão obtidos para cada caso de estudo.	71
Tabela 11 – Dados das Linhas.	81
Tabela 12 – Dados das Barras 1 a 30.	83
Tabela 13 – Dados das Barras 31 a 70.	84
Tabela 14 – Fatores Multiplicadores das Cargas.	84
Tabela 15 – Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 1. . .	85
Tabela 16 – Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 1. .	85
Tabela 17 – Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 1. .	86
Tabela 18 – Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 1. .	86
Tabela 19 – Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 1. .	87
Tabela 20 – Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 2. . .	88
Tabela 21 – Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 2. .	89
Tabela 22 – Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 2. .	90
Tabela 23 – Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 2. .	91
Tabela 24 – Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 2. .	92
Tabela 25 – Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 3. . .	93
Tabela 26 – Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 3. .	94
Tabela 27 – Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 3. .	95
Tabela 28 – Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 3. .	96
Tabela 29 – Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 3. .	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	Ant Colony Optimization
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CS	Cuckoo Search
EESC	Escola de Engenharia de São Carlos
FC	Fluxo de Carga
GA	Genetic Algorithm
GD	Geração Distribuída
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não Linear
PSO	Particle Swarm Optimization
RAM	Random Access Memory
SD	Sistema de Distribuição
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
USP	Universidade de São Paulo

LISTA DE SÍMBOLOS

CAPÍTULO 3

Ω_b	Conjunto de barras
Ω_l	Conjunto de ramos
Ω_h	Conjunto de horas do dia
Ω_{sd}	Conjunto de baterias
Ω_{scb}	Conjunto de banco de capacitores
Ω_{dg}	Conjunto de geradores distribuídos fotovoltaicos
$\dot{V}_{i,h}$	Fasor de tensão na barra i , na hora h
$\dot{I}_{ij,h}$	Fasor de corrente no ramo ij , na hora h
R_{ij}	Resistência do ramo ij
X_{ij}	Reatância do ramo ij
Z_{ij}	Módulo da impedância do ramo ij
$\dot{S}_{ij,h}$	Fluxo de potência complexa no ramo ij , na hora h
$P_{ij,h}$	Fluxo de potência ativa no ramo ij , na hora h
$Q_{ij,h}$	Fluxo de potência reativa no ramo ij , na hora h
$\theta_{i,h}$	Ângulo de fase da tensão na barra i , na hora h
$\theta_{ij,h}$	Diferença angular entre as tensões das barras i e j , na hora h
$P_{i,h}^S$	Potência ativa fornecida pela subestação na barra i , na hora h
$P_{i,h}^D$	Demanda de potência ativa na barra i , na hora h
$Q_{i,h}^S$	Potência reativa fornecida pela subestação na barra i , na hora h
$Q_{i,h}^D$	Demanda de potência reativa na barra i , na hora h
\bar{P}_i^{sd+}	Máxima capacidade de injeção de potência da bateria na barra i
\underline{P}_i^{sd+}	Mínima capacidade de injeção de potência da bateria na barra i

$P_{i,h}^{sd+}$	Injeção de potência da bateria na barra i , na hora h
\overline{P}_i^{sd-}	Máxima capacidade de extração de potência da bateria na barra i
\underline{P}_i^{sd-}	Mínima capacidade de extração de potência da bateria na barra i
$P_{i,h}^{sd-}$	Extração de potência da bateria na barra i , na hora h
$e_{i,h}^{sd}$	Estado de operação da bateria na barra i , na hora h
$E_{i,h}^{sd}$	Estado de carga da bateria na barra i , na hora h
Δt	Duração do tempo de cada nível de carga
η_i^{sd+}	Eficiência de injeção de potência da bateria na barra i
η_i^{sd-}	Eficiência de extração de potência da bateria na barra i
β_i^{sd}	Taxa de auto-descarga da bateria na barra i
\overline{E}_i^{sd}	Limite máximo de armazenamento da bateria na barra i
\underline{E}_i^{sd}	Limite mínimo de armazenamento da bateria na barra i
$\overline{\Delta}_i^{sd}$	Número máximo de mudanças no estado de operação da bateria durante o dia na barra i
$Q_{i,h}^{scb}$	Injeção de potência reativa do banco de capacitores na barra i , na hora h
q_i^{scb}	Capacidade de potência reativa de cada unidade do banco de capacitores na barra i
$n_{i,h}^{scb}$	Número de unidades do banco de capacitor em operação na barra i , na hora h
$\overline{\Delta}_i^{scb}$	Varição máxima de unidades em operação do banco de capacitores durante o dia na barra i
$\overline{n}_{i,h}^{scb}$	Número inteiro máximo de unidades em operação do banco de capacitores na barra i
$P_{i,h}^{dg}$	Geração de potência ativa pela GD fotovoltaica na barra i , na hora h
$Q_{i,h}^{dg}$	Geração de potência reativa pela GD fotovoltaica na barra i , na hora h
$\overline{S}_{i,h}^{dg}$	Limite máximo de de potência aparente da GD na barra i , na hora h
\overline{pf}_i^{dg}	Limite inferior do fator de potência indutivo da GD na barra i

\underline{pf}_i^{dg}	Limite inferior do fator de potência capacitivo da GD na barra i
$V_{i,h}^{qdr}$	Módulo ao quadrado da tensão na barra i , na hora h
$I_{ij,h}^{qdr}$	Módulo ao quadrado da corrente no ramo ij , na hora h
V^{nom}	Magnitude da tensão nominal
x	Argumento da função f
x^+	Variável auxiliar para o cálculo de $ x $
x^-	Variável auxiliar para o cálculo de $ x $
Y	Número de discretizações utilizadas na função f
Y^{dg}	Número de discretizações utilizadas para linearizar a expressão da capacidade de geração distribuída fotovoltaica
$\delta_{x,y}$	Valor da y -ésima variável auxiliar usada na discretização de x
$\sigma_{x,y}$	Inclinação da y -ésima discretização de x
\bar{x}	Valor máximo de x
$e_{i,h}^+$	Variável auxiliar que indica uma variação positiva no estado de operação da bateria na barra i
$e_{i,h}^-$	Variável auxiliar que indica uma variação negativa no estado de operação da bateria na barra i
$n_{i,h}^+$	Variável auxiliar que indica uma variação positiva no número de unidades do banco de capacitores em operação na barra i
$n_{i,h}^-$	Variável auxiliar que indica uma variação negativa no número de unidades do banco de capacitores em operação na barra i
\bar{V}	Magnitude máxima de tensão
\underline{V}	Magnitude mínima de tensão
\bar{I}_{ij}	Magnitude máxima de corrente no ramo ij

CAPÍTULO 4

l	Comprimento da cadeia de códigos de um indivíduo genérico
k	Ponto de cruzamento
m	Ponto de mutação
c_1	Posição de instalação do banco de capacitores 1
c_2	Posição de instalação do banco de capacitores 2
b_1	Posição de instalação da bateria 1
b_2	Posição de instalação da bateria 2
b_3	Posição de instalação da bateria 3
b_4	Posição de instalação da bateria 4
N_i	Número de indivíduos da população
I_{len}	Tamanho da cadeia de códigos de cada indivíduo
N_{gen}	Número de gerações consideradas no algoritmo
X_{cross}	Taxa de cruzamento
X_{mut}	Taxa de Mutação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivos	29
1.2	Divisão do Trabalho	30
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	Trabalhos que utilizam Algoritmos Genéticos	31
2.2	Trabalhos que utilizam outras meta-heurísticas	32
3	O PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA	35
3.1	Modelagem do Fluxo de Carga para SDEE	35
3.2	Modelagem das Baterias	37
3.3	Modelagem do Banco de Capacitores	38
3.4	Modelagem da Geração Distribuída Fotovoltaica	39
3.5	Formulação da Programação Linear Inteira Mista	39
4	IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO	45
4.1	Algoritmos Genéticos	45
4.1.1	Seleção	45
4.1.2	Cruzamento	46
4.1.3	Mutação	47
4.2	Algoritmo Genético para Alocação Ótima de Bancos de Capacitores e Baterias em um Sistema de Distribuição	48
5	TESTES E RESULTADOS	53
5.1	Parâmetros do Sistema de Distribuição	53
5.2	Parâmetros dos Equipamentos Instalados	54
5.3	Curva Típica de Geração Fotovoltaica	55
5.4	Parâmetros do Algoritmo Genético	56
5.5	Resultados Obtidos	56
5.5.1	O Caso Base	56
5.5.2	Análise do Algoritmo Genético	57
5.5.3	Análise da Operação das Baterias	60
5.5.4	Análise da Operação dos Bancos de Capacitores	68
5.5.5	Análise dos Limites Operacionais de Tensão	70
5.5.6	Análise dos Limites Operacionais de Corrente	71
6	CONCLUSÃO	73

APÊNDICES	79
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO . . .	81
APÊNDICE B – DADOS DAS GERAÇÕES DO ALGORITMO GE- NÉTICO	85

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, com mais de 65% proveniente da energia hidráulica (EPE, 2018). Apesar de ser considerada uma fonte de energia limpa, os impactos socioambientais relacionados à construção de usinas hidrelétricas vêm trazendo uma série de questionamentos sobre o assunto. Além disso, por depender do regime de chuvas, o país tem sido obrigado a aumentar a geração através de usinas termelétricas durante a estiagem, impactando no custo da conta de energia e na emissão de gases de efeito estufa (ROCHA et al., 2018). Com isso, torna-se de vital importância investir em outros tipos de energia para mitigar esses impactos econômicos e ambientais.

Neste cenário, a geração distribuída (GD) está emergindo como um novo paradigma da produção de energia local de alta confiabilidade e qualidade. A GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2019). Este novo conceito, possibilita a integração de sistemas baseados em fontes de energia renováveis (por exemplo, painéis fotovoltaicos) com o sistema elétrico de potência (SEP), surgindo como um novo desafio para o gerenciamento da energia (GUERRERO et al., 2010).

Os benefícios de se empregar a GD nos sistemas de distribuição resultam em implicações econômicas e técnicas muitas vezes inter-relacionadas. Enquanto que alguns estão mais ligados ao valor financeiro, outros são caracterizados por um viés mais técnico. Fazendo essa classificação em dois grupos, pode-se citar como benefícios técnicos da GD (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004):

- Redução de perdas nas linhas de transmissão;
- Possibilidade de melhora do perfil de tensão e da qualidade de energia;
- Redução da emissão de poluentes para alguns tipos de GD;
- Aumento geral da eficiência energética;
- Aprimoramento da confiabilidade e segurança do sistema;
- Alívio dos sistemas de transmissão e distribuição.

Quanto aos principais benefícios econômicos da geração distribuída, podem ser citados (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004):

- Adiamiento dos investimentos de atualização das instalações;
- Custos reduzidos de operação e administração de alguns tipos de GD;
- Aumento da produtividade;
- Redução de custos com saúde causados pela degradação ambiental;
- Redução dos custos de combustíveis devido ao aumento da eficiência geral;

- Redução das necessidades de reserva e seus custos associados;
- Custos operacionais mais baixos devido à redução dos picos de energia;
- Maior segurança para cargas críticas.

Em particular, a geração distribuída fotovoltaica, que será o foco deste trabalho, apresenta como vantagens adicionais: a natureza sustentável da energia solar como combustível, o impacto ambiental mínimo, a redução drástica do custo da energia devido à gratuidade da energia solar, a manutenção mínima, o grande tempo de vida útil da tecnologia e a operação sem impacto sonoro (CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2009).

Nesse contexto, o Brasil apresenta grande potencial para o uso deste tipo de energia. A média de irradiação solar no país é de 1500 a 2500kWh/m² ao ano, superando os valores de países com altos incentivos em energia solar como Alemanha (900-1250kWh/m² ao ano) e Itália (1200-1750kWh/m² ao ano) (PEREIRA et al., 2016).

Para acompanhar essa tendência de expansão do uso da geração distribuída, a ANEEL colocou em vigor no dia 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa N^o 482/2012 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição, desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética. Posteriormente, a Resolução Normativa N^o 687/2015 surgiu como uma revisão da norma anterior, visando reduzir os custos, tempo de conexão e compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento presentes na Resolução Normativa N^o 414/2010 (ANEEL, 2018).

As principais mudanças envolvidas diziam respeito à definição de microgeração distribuída (potência instalada até 75kW) e minigeração distribuída (potência instalada acima de 75kW e menor ou igual a 5MW), a regulamentação dos créditos de energia, que ocorrem quando a energia gerada no mês supera a energia consumida, e a instituição do conceito de "geração compartilhada", possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio para a instalação de uma pequena central geradora (ANEEL, 2018).

Entretanto, a integração da GD fotovoltaica pode gerar diversos impactos causados pela interconexão com os sistemas de distribuição, sendo os mais comuns (AGÜERO; STEFFEL, 2011):

- Fluxo de potência reverso: grandes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica podem compensar a demanda do alimentador ocasionando fluxo de potência reverso afetando a proteção contra sobrecorrente e a operação dos reguladores de tensão;
- Sobretensão: a interconexão da GD modifica os perfis de tensão do alimentador, sendo mais significativo quando a instalação das unidades ocorrem ao final de alimentadores longos com baixa demanda, podendo causar violação dos níveis de tensão especificados;

- Flutuações de tensão: a natureza intermitente da energia solar pode causar impactos significativos na tensão do alimentador, sendo mais perceptível em alimentadores "fracos"(com menores níveis de curto-circuito);
- Interação com bancos de capacitores controlados por tensão e reguladores de tensão: a flutuação e o aumento de tensão podem levar à operação frequente destes equipamentos aumentando a necessidade de manutenção e reduzindo sua vida útil.

Uma forma de tratar a questão do caráter não-despachável da energia fotovoltaica consiste em empregar baterias para fazer o armazenamento de energia. Assim, nos horários em que existe incidência solar, as baterias podem ser carregadas e a energia pode ser armazenada para uso posterior nos momentos em que existe maior demanda (ROOT et al., 2017). Além disso, a integração de baterias na rede também mitiga o problema de flutuação de tensão causado pela intermitência e melhora a estabilidade do sistema (LIU et al., 2017).

Para aumentar a qualidade do sistema de distribuição, podem ser instalados bancos de capacitores para operar em conjunto com as baterias. A inserção de BCs no sistema visa a compensação de reativos, melhorando o perfil de tensão e reduzindo as perdas no sistema (EL-ELA; EL-SEHIEMY; ABBAS, 2018).

Entretanto, instalar baterias e bancos de capacitores em todas as barras do sistema é economicamente inviável. A solução mais plausível é limitar a quantidade desses elementos disponíveis no sistema e aplicar um método de alocação ótima para definir as barras que receberão estes recursos. Existem diferentes métodos empregados amplamente na literatura para cumprir este objetivo. Neste trabalho foi utilizado um Algoritmo Genético para fazer a alocação ótima de baterias e banco de capacitores no sistema de distribuição. A escolha deste método foi baseada no fato de que as técnicas de otimização através de meta-heurísticas são conhecidas por terem um desempenho melhor e mais rápido em comparação com as técnicas de otimização matemática na resolução de problemas complexos (AI et al., 2014).

1.1 Objetivos

A partir do cenário elucidado anteriormente, os objetivos principais deste trabalho são os seguintes:

- Modelar matematicamente um sistema de distribuição contendo geração distribuída fotovoltaica, baterias e banco de capacitores através de um problema de Programação Linear Inteira Mista;
- Integrar geração distribuída fotovoltaica com a geração convencional proveniente da concessionária;

- Implementar um Algoritmo Genético para fazer a alocação ótima de baterias e bancos de capacitores visando a minimização das perdas no sistema;
- Verificar os impactos da geração distribuída fotovoltaica, baterias e banco de capacitores na rede através de testes em um sistema de 70 barras.

1.2 Divisão do Trabalho

Além da introdução, este trabalho está subdividido em mais 5 capítulos, organizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** abrange a revisão bibliográfica apresentando trabalhos com o tema de alocação ótima de capacitores e baterias. Este capítulo está segregado em duas partes: uma abordando trabalhos que utilizaram Algoritmos Genéticos e outra com trabalhos que utilizaram outros tipos de meta-heurísticas como Enxame de Partículas, Busca Tabu, Colônia de Formigas e Busca Cuco;
- **Capítulo 3:** traz a modelagem matemática de um sistema de distribuição considerando a instalação de geração distribuída fotovoltaica, baterias e bancos de capacitores através de um problema de Programação Linear Inteira Mista baseada nas equações de Fluxo de Carga;
- **Capítulo 4:** apresenta os fundamentos dos Algoritmos Genéticos evidenciando suas principais características e operadores essenciais. A partir da teoria apresentada, traz a implementação do Algoritmo Genético modelado para resolver o problema de alocação ótima de banco de capacitores e baterias empregado neste trabalho;
- **Capítulo 5:** traz a validação da metodologia proposta através de testes feitos em um sistema de distribuição de 70 barras. São apresentados os resultados obtidos verificando-se a operação das baterias, bancos de capacitores e geradores distribuídos instalados no sistema. Por fim, avalia-se a efetividade da instalação desses componentes e do Algoritmo Genético comparando-se as perdas e o perfil de tensão para o sistema na configuração inicial (sem a instalação dos componentes) e final (configuração obtida na última geração do Algoritmo Genético);
- **Capítulo 6:** traz as conclusões levantadas a partir dos resultados obtidos, avaliando o método utilizado e encerra propondo a continuação de novos trabalhos do tema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como finalidade trazer uma relação de estudos que comprovem a efetividade da aplicação de meta-heurísticas para resolver o problema de alocação ótima de bancos de capacitores e baterias, que também é realizado no desenvolvimento desta monografia. As conclusões e testes formulados pelos autores serviram como base para o levantamento de questionamentos e complemento das análises efetuadas ao longo deste trabalho. A revisão bibliográfica realizada foi subdividida em duas partes, sendo a primeira com os trabalhos que utilizaram Algoritmos Genéticos e a segunda com os trabalhos que utilizaram outras meta-heurísticas. Em geral, o objetivo destes trabalhos é reduzir as perdas no sistema, como será abordado neste trabalho, mas também existem abordagens que visam a redução do custo de instalação dos componentes e a redução do custo da energia elétrica, no caso do estudo apresentado para alocação de baterias.

2.1 Trabalhos que utilizam Algoritmos Genéticos

O trabalho de Kongtonpisan e Chaitusaney (2011) trouxe um estudo do impacto de sistemas de geração distribuída fotovoltaica conectados à rede nas perdas totais do sistema de distribuição com a consideração de alocação de bancos de capacitores por meio de Algoritmos Genéticos. Neste artigo, a função objetivo consistiu na minimização de perdas totais no sistema com restrições em balanço de potência ativa e reativa, limite de geração de potência ativa e reativa, limite de tensão nas barras, limite de fluxo de potência nas linhas e o limite de geração de potência ativa por parte dos geradores distribuídos fotovoltaicos instalados. Para o desenvolvimento do Algoritmo Genético (AG), o trabalho seguiu a seguinte linha: os cromossomos utilizavam codificação binária e eram divididos em duas partes. A primeira parte indicava o tamanho e a localização do gerador distribuído fotovoltaico e a segunda parte indicava o tamanho e a localização do banco de capacitores. Para determinar a posição dos elementos utilizou-se uma cadeia de bits com o tamanho do número de nós do sistema. Assim, o valor 1 representava a presença de um elemento e 0 representava a sua ausência. Em seguida foram aplicados os operadores Seleção, Cruzamento e Mutação da forma tradicional utilizando um critério de parada de 500 gerações para o AG. Por fim, nos resultados da simulação foi feita uma comparação do sistema de 54 barras sem GD, com GD e com GD e banco de capacitores, concluindo que as perdas diminuíram, nessa ordem, em cada uma das configurações.

Szultka e Małkowski (2017) realizaram um trabalho sobre alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição usando Algoritmos Genéticos. No cromossomo do AG proposto pelos autores foi utilizada a codificação decimal, em que cada alelo poderia assumir valores inteiros entre 1 e 16, representando cada um dos 16 tipos de

capacitores disponíveis, diferenciados por preço e potência. Cada membro da população era composto por n genes, em que n correspondia ao número de nós que os bancos de capacitores poderiam ser instalados. A função objetivo implementada tinha como meta principal manter a tensão nos nós dentro dos limites permitidos enquanto minimizava o custo, que estava associado a dois aspectos: o preço de instalação em si e as penalidades por violação dos limites de tensão. A metodologia foi validada em um sistema radial utilizando diferentes números de gerações e tamanhos da população. Os resultados obtidos permitiram concluir que os bancos de capacitores foram instalados nos nós cuja tensão estava abaixo do limite demandado e os custos apresentaram maiores reduções nas configurações do AG com maior número de gerações e de indivíduos.

O trabalho de Farsadi, Sattarpour e Nejadi (2015) estudou a alocação de baterias em sistemas de distribuição considerando a variação do preço da energia de acordo com o nível de demanda para minimização dos custos. O objetivo de utilizar baterias era armazenar energia no período fora de pico e injetar energia no sistema nos períodos de pico, trazendo benefícios econômicos para o proprietário da unidade de armazenamento. Como benefício secundário foi citada a redução de custos com a expansão do sistema, visto que a tendência de crescimento anual da demanda acabava exigindo esse investimento e a ação das baterias atuando nos picos poderia adiar essa expansão. No artigo foram considerados 4 estados de carga: Mínimo, Médio, Normal e Máximo, cada um com o seu respectivo percentual de pico, duração e preço. Para a carga no estado Mínimo e Médio, as baterias estariam carregando e, para carga em Normal e Máximo, as baterias estariam descarregando. Para implementar o AG, a representação do cromossomo era composta de 3 partes: as duas primeiras partes eram responsáveis pelo status de carregamento e descarregamento ótimo das baterias e a última parte determinava a barra de instalação. A meta da otimização proposta era minimizar a função objetivo que relacionava as perdas, os custos de energia e o planejamento, sujeito às restrições de fluxo de potência, limites de tensão, capacidade da subestação, limites de fluxo do alimentador e limitações de operação das baterias. A metodologia foi testada utilizando-se um sistema de distribuição de 33 barras e 32 ramos, em que foi verificada uma redução de custo e perdas comparando-se o sistema sem e com a instalação de baterias durante os 5 anos de estudo, considerando-se 7% de crescimento da demanda ao ano.

2.2 Trabalhos que utilizam outras meta-heurísticas

No trabalho de Lee, Ayala e Coelho (2015) foi feita a alocação de banco de capacitores utilizando-se o método PSO (*Particle Swarm Optimization*). O PSO é uma ferramenta de otimização em que cada membro é visto como uma partícula com uma posição e velocidade associada. Neste artigo, o objetivo foi minimizar o custo anual do sistema, sujeito às restrições de operação e padrões de carga. O propósito de inserir capacitores no

sistema de distribuição era reduzir as perdas de potência e adequar os níveis de tensão nas barras. No algoritmo implementado, o primeiro passo consistia em inicializar a população com velocidades e posições aleatórias, então calculava-se a aptidão de cada partícula e a cada iteração eram feitas comparações para determinar *pbest* (*personal best*) e *gbest* (*global best*). Por fim, atualizava-se a posição e a velocidade das partículas e o processo era repetido até atingir o critério de parada. Neste trabalho em questão, a alocação ótima de capacitores foi formulada como um modelo de programação linear considerando o tamanho dos capacitores como uma variável discreta. A metodologia proposta foi validada através de um programa desenvolvido no MATLAB para um conjunto de 10 partículas e 200 gerações e foi comparado com os métodos de Busca Tabu e AG para verificar a efetividade do modelo proposto. Conhecendo-se o custo anual do sistema sem utilizar a compensação de bancos de capacitores, obteve-se a redução percentual dos custos aplicando-se cada um dos 3 métodos (melhor resultado entre 100 execuções independentes de cada meta-heurística), sendo 24,49% para o Algoritmo Genético, 24,52% para a Busca Tabu e 24,67% para o PSO, concluindo que o método implementado foi mais efetivo.

Mori e Tsunokawa (2005) propuseram o uso da Busca Tabu com vizinhança variável para solucionar o problema de alocação de capacitores em sistemas de distribuição. O objetivo consistia em minimizar as perdas no sistema e o custo de instalação satisfazendo as restrições de magnitude das tensões nodais e de potência reativa. Essas duas restrições foram contabilizadas pelos autores na função objetivo como penalidades, sendo ponderadas por pesos. Neste artigo foram calculados a posição de instalação, o tipo e a capacidade dos bancos de capacitores em números discretos. A Busca Tabu é baseada em um método chamado *hill-climbing*, que consiste em repetir o processo de procurar uma solução ao redor da inicial e selecionar a melhor solução entre elas. O método de vizinhança variável evita que a solução se estabeleça em um mínimo local fazendo uma mudança na estrutura da vizinhança de busca. Essa diferenciação do espaço implica em diferentes candidatos e na possibilidade de encontrar uma melhor solução. O método apresentado pelos autores neste artigo propôs uma combinação dos dois métodos. A metodologia foi avaliada em um sistema com 32 nós, em que foram aplicadas três variações do algoritmo: Busca Tabu com uma vizinhança N_1 , Busca Tabu com vizinhança N_2 e Busca Tabu com vizinhança variável. Por fim, analisando-se os dados, os autores concluíram que os melhores resultados foram obtidos com a utilização de vizinhança variável, apresentando menor custo e no menor desvio padrão em relação aos outros dois.

Pimentel Filho, Lacerda e Medeiros Junior (2009) utilizaram um algoritmo de otimização de colônia de formigas (*Ant Colony Optimization* (ACO)) e gradiente para resolver o problema de alocação de capacitores com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa em sistemas de distribuição. O algoritmo baseia-se no comportamento de que uma formiga após encontrar comida retorna a colônia deixando um rastro de feromônio. Se outras formigas descobrem esse caminho, serão atraídas (com certa probabilidade) a

seguir o mesmo caminho, reforçando a trilha de feromônio. Assim, as formigas artificiais implementam um algoritmo construtivo começando com uma solução parcial e, a cada passo adicionando um componente (por exemplo, um banco de capacitores) até construir uma solução completa. A decisão de escolher o próximo componente a ser adicionado depende do nível de feromônio e da informação heurística, que representa uma informação prévia do problema. Então, após a construção da solução, a formiga deposita o feromônio no caminho que leva à solução final, repetindo o processo até o critério de parada. No algoritmo implementado, a representação genérica de uma solução consistia em um vetor com o número de posições igual ao número de nós do sistema, cuja informação contida representava o número de bancos de capacitores contidos em cada nó. Assim, em cada passo a formiga selecionava um nó e adicionava um capacitor ao mesmo. A formiga parava de adicionar capacitores quando não houvesse mais melhora no valor da função objetivo. O método do gradiente foi usado em conjunto com a meta-heurística no intuito de acelerar a convergência do algoritmo. A performance do ACO foi analisada em três sistemas de distribuição com diferentes cargas, quantidade de nós e tamanhos de população para um máximo de 30 iterações. Os resultados mostraram uma redução das perdas de potência ativa nos três sistemas aplicando-se o ACO em comparação ao sistema sem instalação de capacitores.

Por fim, como último exemplo, temos o trabalho de Arcanjo et al. (2012) que utilizou o método CS (*Cuckoo Search*) para a alocação ótima de banco de capacitores, novamente com o objetivo de minimizar as perdas nos sistemas de distribuição. Este método baseia-se no comportamento reprodutivo do pássaro cuco que coloca seus ovos para serem chocados no ninho de outros pássaros, que se descobrirem a existência de ovos alheios descartam os ovos ou abandonam o ninho. O algoritmo de Busca Cuco baseia-se em três regras básicas: cada cuco deposita um ovo (solução) por vez em um ninho aleatório, o melhor ninho (conjunto de soluções), que tem a melhor qualidade de ovos será considerado para a próxima geração e o número de ninhos e a probabilidade de um ninho ser abandonado são fixos. No artigo, o algoritmo CS foi testado para três sistemas de distribuição com números de barras distintos em que concluiu-se que houve uma redução significativa das perdas comparando-se a configuração inicial com a aplicação do método.

Frente a literatura exposta, este trabalho diferencia-se dos demais ao aplicar um método híbrido, combinando a solução de um modelo matemático através do CPLEX com um método de otimização (Algoritmo Genético). O modelo matemático, além de determinar a operação estática de um Sistema de Distribuição Radial com todas suas restrições, contemplou também a modelagem das baterias, bancos de capacitores e geração distribuída fotovoltaica inseridos no sistema, representando o comportamento destes componentes com grande nível de detalhe.

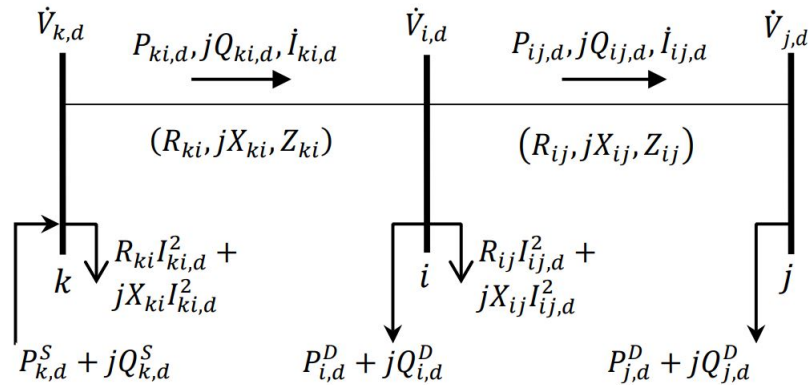
3 O PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

Este capítulo traz a modelagem matemática de um sistema de distribuição considerando a instalação de geração distribuída fotovoltaica, baterias e bancos de capacitores através de um problema de Programação Linear Inteira Mista retirada de Macedo et al. (2015), a qual foi baseada nas equações de Fluxo de Carga (FC) adaptadas de Cardoso (2016).

3.1 Modelagem do Fluxo de Carga para SDEE

Para representar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) em operação estática, foi admitido que trata-se de um sistema radial, cuja demanda de potência ativa e reativa é constante, as perdas de potência ativa e reativa no ramo ij estão concentradas no nó i e o Sistema de Distribuição é balanceado, sendo representado pelo seu circuito monofásico equivalente. A formulação a seguir baseia-se em um sistema com três nós representado na Figura 1, que servirá de auxílio para o desenvolvimento das equações de Fluxo de Carga.

Figura 1: Representação de SDEE com três nós.



Fonte: Franco et al. (2013).

Neste sistema, $\dot{V}_{i,h}$ e $\dot{V}_{j,h}$ são os fasores de tensão na barra i e j , respectivamente. $\dot{I}_{ij,h}$ é o fasor de corrente, R_{ij} é a resistência e X_{ij} é a reatância no ramo ij .

Logo, para cada ramo ij pertencente ao conjunto Ω_l dos ramos e para cada hora do dia h pertencente ao conjunto Ω_h , a queda de tensão é definida pela aplicação da Lei de Ohm:

$$\dot{V}_{i,h} - \dot{V}_{j,h} = \dot{I}_{ij,h}(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (1)$$

O fluxo de potência complexa no ramo ij corresponde à soma das parcelas de potência ativa e reativa no ramo ij , ou seja, $\dot{S}_{ij,h} = P_{ij,h} + jQ_{ij,h}$ e como $\dot{S}_{ij,h} = \dot{V}_{j,h}\dot{I}_{ij,h}^*$. Assim, a corrente $\dot{I}_{ij,h}$ é dada por:

$$\dot{I}_{ij,h} = \left(\frac{P_{ij,h} + jQ_{ij,h}}{\dot{V}_{j,h}} \right)^* \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (2)$$

Substituindo-se (2) em (1), obtém-se:

$$(\dot{V}_{i,h} - \dot{V}_{j,h})\dot{V}_{j,h}^* = (P_{ij,h} + jQ_{ij,h})^*(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (3)$$

Representando os fasores de tensão na forma retangular, obtém-se $\dot{V}_{i,h} = V_{i,h} \cos(\theta_{i,h}) + jV_{i,h} \sin(\theta_{i,h})$ e $\dot{V}_{j,h} = V_{j,h} \cos(\theta_{j,h}) + jV_{j,h} \sin(\theta_{j,h})$, sendo $\theta_{i,h}$ e $\theta_{j,h}$ os ângulos de fase da tensão das barras i e j , respectivamente. Definindo-se $\theta_{ij,h} = \theta_{i,h} - \theta_{j,h}$, pode-se reescrever (3) como sendo:

$$V_{i,h}V_{j,h}[\cos(\theta_{ij,h}) + j\sin(\theta_{ij,h})] - V_{j,h}^2 = (P_{ij,h} - jQ_{ij,h})(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (4)$$

Separando-se as partes real e imaginária na equação (4), respectivamente obtém-se:

$$V_{i,h}V_{j,h} \cos(\theta_{ij,h}) = V_{j,h}^2 + (R_{ij}P_{ij,h} + X_{ij}Q_{ij,h}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (5)$$

$$V_{i,h}V_{j,h} \sin(\theta_{ij,h}) = X_{ij}P_{ij,h} - R_{ij}Q_{ij,h} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (6)$$

Elevando-se as equações (5) e (6) ao quadrado, e somando-se o resultado obtido, simplifica-se a equação por meio da identidade trigonométrica $\sin^2\theta_{ij,h} + \cos^2\theta_{ij,h} = 1$, obtendo-se a seguinte equação, que independe da diferença de ângulo de fase entre as tensões:

$$V_{i,h}^2 - V_{j,h}^2 - 2(R_{ij}P_{ij,h} + X_{ij}Q_{ij,h}) - Z_{ij}^2 I_{ij,h}^2 = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (7)$$

A magnitude ao quadrado da corrente no ramo ij é obtida aplicando-se o módulo na equação (2) e elevando-se os dois lados da igualdade ao quadrado:

$$I_{ij,h}^2 = \frac{P_{ij,h}^2 + Q_{ij,h}^2}{V_{j,h}^2} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (8)$$

Por fim, fazendo uma análise da Figura 1, pode-se extrair as equações de balanço de potência ativa e reativa, em que o índice k se refere à barra anterior ao nó i , $P_{i,h}^S$ e $Q_{i,h}^S$

representam a potência ativa e reativa fornecida pela subestação na barra i , respectivamente, e $P_{i,h}^D$ e $Q_{i,h}^D$ representam a demanda de potência ativa e reativa na barra i , respectivamente:

$$P_{ki,h} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,h} + R_{ij} I_{ij,h}^2) + P_{i,h}^S = P_{i,h}^D \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (9)$$

$$Q_{ki,h} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,h} + X_{ij} I_{ij,h}^2) + Q_{i,h}^S = Q_{i,h}^D \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (10)$$

As equações (7)-(10) acima determinam a operação estática de um Sistema de Distribuição Radial.

Assim, obtidas as equações que modelam o Fluxo de carga, parte-se para a modelagem dos demais equipamentos que irão compor o sistema, tais como baterias, bancos de capacitores e a geração distribuída fotovoltaica, detalhados nas seções seguintes.

3.2 Modelagem das Baterias

A inserção de baterias no sistema tem o intuito de armazenar a energia excedente proveniente da geração distribuída fotovoltaica e injetá-la posteriormente no sistema durante os horários de pico do consumo residencial, que ocorre entre 18h e 21h (CPFL, 2017). Com isso, busca-se obter uma redução nos custos de operação da rede, visto que o custo da compra de energia pelas concessionárias é maior nos horários de ponta. As expressões (11)-(17) modelam a operação das baterias:

$$\underline{P}_i^{sd+} e_{i,h}^{sd} \leq P_{i,h}^{sd+} \leq \overline{P}_{i,h}^{sd+} e_{i,h}^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (11)$$

$$\underline{P}_i^{sd-} (1 - e_{i,h}^{sd}) \leq P_{i,h}^{sd-} \leq \overline{P}_{i,h}^{sd-} (1 - e_{i,h}^{sd}) \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (12)$$

$$E_{i,h}^{sd} = E_{i,h-1}^{sd} + \eta_i^{sd-} \Delta t P_{i,h}^{sd-} - \frac{1}{\eta_i^{sd+}} \Delta t P_{i,h}^{sd+} - \beta_i^{sd} \Delta t E_{i,h}^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (13)$$

$$\underline{E}_i^{sd} \leq E_{i,h}^{sd} \leq \overline{E}_i^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (14)$$

$$\sum_{h \in \Omega_h} |e_{i,h}^{sd} - e_{i,h-1}^{sd}| \leq \overline{\Delta}_i^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (15)$$

$$e_{i,h}^{sd} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (16)$$

As equações (11) e (12) limitam a injeção e extração de potência no Sistema de Distribuição, respectivamente, em que quando $e_{i,h}^{sd} = 0$, a bateria está extraindo potência do SD e quando $e_{i,h}^{sd} = 1$ a bateria está injetando potência no SD. A equação (13) determina o estado de carga da bateria conectada ao nó i na hora h do dia dependendo do estado de carga anterior, da potência injetada e extraída durante o intervalo de tempo multiplicado pelas respectivas eficiências e, por fim, da taxa de auto-descarga da bateria. No momento $h = 0$, $E_{i,0}^{sd}$ é o valor inicial armazenado na bateria. A inequação (14) impõe os limites inferior e superior de carga na bateria. A expressão (15) limita o número de trocas de estado de operação (carga e descarga) durante o dia, onde $e_{i,0}^{sd}$ é o valor inicial de $e_{i,h}^{sd}$. Finalmente, (16) impõe que $e_{i,h}^{sd}$ deve ser binário.

Como os limites inferiores das capacidades de injeção e extração de potência (P_i^{sd+} e P_i^{sd-} , respectivamente) são iguais a zero, o modo inoperante da bateria ocorre quando $e_{i,h}^{sd} = 1$, mas a injeção de potência é nula e quando $e_{i,h}^{sd} = 0$, mas a extração de potência também é nula. Vale ressaltar que, ao atingir valor mínimo \underline{E}_i^{sd} , a bateria volta a ser carregada para evitar que este limite seja violado devido a taxa de auto-descarga.

3.3 Modelagem do Banco de Capacitores

A inserção de bancos de capacitores no sistema visa a compensação de reativos, melhorando o perfil de tensão do sistema. Para isso, foram utilizados bancos de capacitores variáveis, em que as unidades podem estar parcialmente ou completamente conectadas ao SD. As expressões (17)-(20) modelam a operação do banco de capacitores:

$$Q_{i,h}^{scb} = n_{i,h}^{scb} q_i^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (17)$$

$$\sum_{h \in \Omega_h} |n_{i,h}^{scb} - n_{i,h-1}^{scb}| \leq \bar{\Delta}_i^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (18)$$

$$0 \leq n_{i,h}^{scb} \leq \bar{n}_{i,h}^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (19)$$

$$n_{i,h}^{scb} \in \mathbb{N} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (20)$$

A equação (17) diz que a potência reativa total injetada no nó i pelo banco de capacitores é dado pelo produto do número de unidades conectadas pela potência reativa de cada unidade. A restrição (18) limita o número de chaveamentos do banco de capacitores durante o dia, em que para $h = 0$, $n_{i,0}^{scb}$ é o valor inicial de $n_{i,h}^{scb}$. A inequação (19) limita o número de unidades conectadas ao nó, e (20) impõe que $n_{i,h}^{scb}$ deve ser um número natural.

3.4 Modelagem da Geração Distribuída Fotovoltaica

As expressões (21)-(23) modelam a operação da geração distribuída fotovoltaica:

$$(P_{i,h}^{dg})^2 + (Q_{i,h}^{dg})^2 \leq (\bar{S}_{i,h}^{dg})^2 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (21)$$

$$P_{i,h}^{dg} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (22)$$

$$-P_{i,h}^{dg} \operatorname{tg}(\cos^{-1}(\underline{pf}_i^{dg})) \leq Q_{i,h}^{dg} \leq P_{i,h}^{dg} \operatorname{tg}(\cos^{-1}(\overline{pf}_i^{dg})) \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (23)$$

A restrição (21) determina a capacidade de geração de potência, enquanto que (22) determina que a potência fornecida pela geração distribuída no nó i é sempre positiva. A expressão (23) limita a geração de potência reativa dentro dos fatores de potência capacitivos e indutivos mínimos.

3.5 Formulação da Programação Linear Inteira Mista

O problema do FC em conjunto com a modelagem dos elementos do sistema apresentados anteriormente pode ser formulado como um problema de Programação Não Linear (PNL) visando-se a minimização de perdas no sistema, conforme mostrado em (24):

$$\min v = \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,h}^2 \quad (24)$$

Sendo as restrições do problema as equações (7)-(10) que determinam o estado de operação em regime permanente do sistema de distribuição em conjunto com as expressões (11)-(23) referentes aos elementos do sistema. Propõe-se então que se efetue algumas mudanças de variáveis e linearizações para que o problema torne-se de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

Primeiramente, nota-se que as variáveis de tensões nas barras e correntes nos ramos aparecem como termos quadráticos. Para solucionar este problema será utilizado a seguinte mudança de variáveis:

$$V_{i,h}^{qdr} = V_{i,h}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall h \in \Omega_h \quad (25)$$

$$I_{ij,h}^{qdr} = I_{ij,h}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (26)$$

Com esta substituição, (7), (9), (10) e a função objetivo (24) tornam-se lineares. Entretanto, a equação (8) que torna-se (27) ainda apresenta não linearidade por tratar-se de um produto de variáveis no lado esquerdo e uma soma de variáveis quadráticas no lado direito.

$$I_{ij,h}^{qdr} V_{j,h}^{qdr} = P_{ij,h}^2 + Q_{ij,h}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (27)$$

A linearização do membro esquerdo pode ser efetuada de forma simples e com baixo erro de aproximação considerando-se que a tensão na barra é aproximadamente a magnitude de tensão nominal constante (V^{nom}):

$$I_{ij,h}^{qdr} V_{j,h}^{qdr} \approx I_{ij,h}^{qdr} (V^{nom})^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall h \in \Omega_h \quad (28)$$

O termo quadrático $P_{ij,h}^2 + Q_{ij,h}^2$ pode ser aproximado usando funções lineares por partes:

$$P_{ij,h}^2 + Q_{ij,h}^2 \approx f(P_{ij,h}, V^{nom} \bar{I}_{ij}, Y) + f(Q_{ij,h}, V^{nom} \bar{I}_{ij}, Y) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (29)$$

Sendo que a função de aproximação linear $f(x, \bar{x}, Y)$ utilizada em (29) é definida como:

$$f(x, \bar{x}, Y) = \sum_{y=1}^Y \sigma_{x,y} \delta_{x,y} \quad (30)$$

$$x = x^+ - x^- \quad (31)$$

$$x^+ + x^- = \sum_{y=1}^Y \delta_{x,y} \quad (32)$$

$$0 \leq \delta_{x,y} \leq \bar{x}/Y \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (33)$$

$$\delta_{x,y} = (2y - 1)\bar{x}/Y \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (34)$$

$$x^+, x^- \geq 0 \quad (35)$$

Em que a equação (30) aproxima o valor quadrático de x utilizando as variáveis $\delta_{x,y}$ no intuito de discretizar o valor absoluto de x . O parâmetro $\sigma_{x,y}$ representa a inclinação do y -ésimo segmento de linha do método de linearização e é usado para calcular a contribuição de $\delta_{x,y}$ em cada passo da discretização. O limite \bar{x}/Y em (33) e (34) representa o comprimento

dos Y segmentos discretizados. $\delta_{x,y}$ é um conjunto de variáveis que indicam o comprimento de segmentos discretizados, cuja soma é igual a $|x|$, de acordo com (32). x^+ e x^- são variáveis não negativas usadas para modelar $|x|$ e o parâmetro \bar{x} é o valor máximo de x .

Analogamente, pode-se linearizar (21) que determina a capacidade da geração distribuída fotovoltaica usando as funções lineares por partes:

$$(P_{i,h}^{dg})^2 + (Q_{i,h}^{dg})^2 \approx f(P_{i,h}^{dg}, \bar{S}^{dg}, Y^{dg}) + f(P_{i,h}^{dg}, \bar{S}_{dg}, Y^{dg}) \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (36)$$

Feitas estas alterações, o modelo ainda apresenta restrições não-lineares que precisam ser modificadas, no caso, as expressões (15) e (18) que contém a presença de módulo. O equivalente linear de (15) é dado por:

$$\sum_{h \in \Omega_h} (e_{i,h}^+ + e_{i,h}^-) \leq \bar{\Delta}_i^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd} \quad (37)$$

$$e_{i,h}^{sd} - e_{i,h-1}^{sd} = e_{i,h}^+ - e_{i,h}^- \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (38)$$

$$0 \leq e_{i,h}^+ \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (39)$$

$$0 \leq e_{i,h}^- \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (40)$$

E o equivalente linear de (18) é dado por:

$$\sum_{h \in \Omega_h} (n_{i,h}^+ + n_{i,h}^-) \leq \bar{\Delta}_i^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb} \quad (41)$$

$$n_{i,h}^{scb} - n_{i,h-1}^{scb} = n_{i,h}^+ - n_{i,h}^- \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (42)$$

$$n_{i,h}^+ \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (43)$$

$$n_{i,h}^- \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (44)$$

Finalmente, todas as equações necessárias foram obtidas. Logo, contabilizando as contribuições dos elementos inseridos no sistema, os limites de tensão nas barras e os limites de corrente nos ramos, o modelo final pode ser descrito como:

$$\min v = \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,h}^{qdr} \quad (45)$$

Sujeito a:

$$P_{ki,h} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,h} + R_{ij} I_{ij,h}^{qdr}) + P_{i,h}^S + P_{i,h}^{dg} + P_{i,h}^{sd+} - P_{i,h}^{sd-} = P_{i,h}^D \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (46)$$

$$Q_{ki,h} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,h} + X_{ij} I_{ij,h}^{qdr}) + Q_{i,h}^S + Q_{i,h}^{dg} + Q_{i,h}^{scb} = Q_{i,h}^D \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (47)$$

$$V_{i,h}^2 - V_{j,h}^2 - 2(R_{ij} P_{ij,h} + X_{ij} Q_{ij,h}) - Z_{ij}^2 I_{ij,h}^{qdr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (48)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall h \in \Omega_h \quad (49)$$

$$0 \leq I_{ij}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall h \in \Omega_h \quad (50)$$

$$(V^{nom})^2 I_{ij,h}^{qdr} = \sum_{y=1}^Y \sigma_{ij,y}^S \delta_{ij,h,y}^P + \sum_{y=1}^Y \sigma_{ij,y}^Q \delta_{ij,h,y}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (51)$$

$$P_{ij,h}^+ - P_{ij,h}^- = P_{ij,h} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (52)$$

$$P_{ij,h}^+ + P_{ij,h}^- = \sum_{y=1}^Y \delta_{ij,h,y}^P \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (53)$$

$$Q_{ij,h}^+ - Q_{ij,h}^- = Q_{ij,h} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (54)$$

$$Q_{ij,h}^+ + Q_{ij,h}^- = \sum_{y=1}^Y \delta_{ij,h,y}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (55)$$

$$0 \leq \delta_{ij,h,y}^P \leq V^{nom} \bar{I}_{ij} / Y \quad \forall ij \in \Omega_l, y = 1, \dots, Y, \forall h \in \Omega_h \quad (56)$$

$$0 \leq \delta_{ij,h,y}^Q \leq V^{nom} \bar{I}_{ij} / Y \quad \forall ij \in \Omega_l, y = 1, \dots, Y, \forall h \in \Omega_h \quad (57)$$

$$P_{ij,h}^+ \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (58)$$

$$P_{ij,h}^- \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (59)$$

$$Q_{ij,h}^+ \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (60)$$

$$Q_{ij,h}^- \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall h \in \Omega_h \quad (61)$$

$$\underline{P}_i^{sd+} e_{i,h}^{sd} \leq P_{i,h}^{sd+} \leq \overline{P}_{i,h}^{sd+} e_{i,h}^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (62)$$

$$\underline{P}_i^{sd-} (1 - e_{i,h}^{sd}) \leq P_{i,h}^{sd-} \leq \overline{P}_{i,h}^{sd-} (1 - e_{i,h}^{sd}) \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (63)$$

$$E_{i,h}^{sd} = E_{i,h-1}^{sd} + \eta_i^{sd-} \Delta t P_{i,h}^{sd-} - \frac{1}{\eta_i^{sd+}} \Delta t P_{i,h}^{sd+} - \beta_i^{sd} \Delta t E_{i,h}^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (64)$$

$$\underline{E}_i^{sd} \leq E_{i,h}^{sd} \leq \overline{E}_i^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (65)$$

$$\sum_{h \in \Omega_h} (e_{i,h}^+ + e_{i,h}^-) \leq \overline{\Delta}_i^{sd} \quad \forall i \in \Omega_{sd} \quad (66)$$

$$e_{i,h}^{sd} - e_{i,h-1}^{sd} = e_{i,h}^+ - e_{i,h}^- \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (67)$$

$$0 \leq e_{i,h}^+ \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (68)$$

$$0 \leq e_{i,h}^- \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (69)$$

$$e_{i,h}^{sd} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{sd}, \forall h \in \Omega_h \quad (70)$$

$$Q_{i,h}^{scb} = n_{i,h}^{scb} q_i^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (71)$$

$$\sum_{h \in \Omega_h} (n_{i,h}^+ + n_{i,h}^-) \leq \overline{\Delta}_i^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb} \quad (72)$$

$$n_{i,h}^{scb} - n_{i,h-1}^{scb} = n_{i,h}^+ - n_{i,h}^- \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (73)$$

$$n_{i,h}^+ \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (74)$$

$$n_{i,h}^- \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (75)$$

$$0 \leq n_{i,h}^{scb} \leq \bar{n}_{i,h}^{scb} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (76)$$

$$n_{i,h}^{scb} \text{ inteiro} \quad \forall i \in \Omega_{scb}, \forall h \in \Omega_h \quad (77)$$

$$(\bar{S}_{i,h}^{dg})^2 \geq \sum_{y=1}^{Y^{dg}} \sigma_{i,y}^{S^{dg}} \delta_{i,h,y}^{P^{dg}} + \sum_{y=1}^{Y^{dg}} \sigma_{i,y}^{S^{dg}} \delta_{i,h,y}^{Q^{dg}} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (78)$$

$$P_{i,h}^{dg+} - P_{i,h}^{dg-} = P_{i,h}^{dg} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (79)$$

$$P_{i,h}^{dg+} + P_{i,h}^{dg-} = \sum_{y=1}^{Y^{dg}} \delta_{i,h,y}^{P^{dg}} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (80)$$

$$Q_{i,h}^{dg+} - Q_{i,h}^{dg-} = Q_{i,h}^{dg} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (81)$$

$$Q_{i,h}^{dg+} + Q_{i,h}^{dg-} = \sum_{y=1}^{Y^{dg}} \delta_{i,h,y}^{Q^{dg}} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (82)$$

$$0 \leq \delta_{i,h,y}^{P^{dg}} \leq \bar{S}^{dg} / Y^{dg} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, y = 1, \dots, Y^{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (83)$$

$$0 \leq \delta_{i,h,y}^{Q^{dg}} \leq \bar{S}^{dg} / Y^{dg} \quad \forall i \in \Omega_{dg}, y = 1, \dots, Y^{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (84)$$

$$P_{i,h}^{dg+} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (85)$$

$$P_{i,h}^{dg-} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (86)$$

$$Q_{i,h}^{dg+} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (87)$$

$$Q_{i,h}^{dg-} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (88)$$

$$P_{i,h}^{dg} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (89)$$

$$-P_{i,h}^{dg} \operatorname{tg}(\cos^{-1}(\underline{p}f_i^{dg})) \leq Q_{i,h}^{dg} \leq P_{i,h}^{dg} \operatorname{tg}(\cos^{-1}(\overline{p}f_i^{dg})) \quad \forall i \in \Omega_{dg}, \forall h \in \Omega_h \quad (90)$$

4 IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO

Neste capítulo serão expostos os fundamentos de um Algoritmo Genético, apresentando suas principais características e a função de seus operadores essenciais. Após essa contextualização, é demonstrada a implementação realizada para resolver o problema específico de alocação ótima de bancos de capacitores e baterias no sistema em estudo.

4.1 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos são técnicas de busca baseadas em mecanismos de seleção natural e genética natural. Eles combinam a sobrevivência dos indivíduos mais fortes com uma troca de informações estruturada para a composição do algoritmo de busca. Em cada geração, um novo conjunto de indivíduos é gerado com base em uma porção dos indivíduos da geração anterior com a finalidade de encontrar melhores indivíduos, diversificando as soluções no espaço de busca (GOLDBERG, 1989).

Em um problema de otimização, o algoritmo genético inicia a busca da melhor solução a partir de um conjunto aleatório de soluções iniciais. Cada indivíduo da população é representado por uma cadeia de códigos, por exemplo, binário ou decimal, que representam uma possível solução. Em um Algoritmo Genético Simples, que pode ser aplicado em diversos problemas práticos, a geração de uma nova população a partir da anterior é dada pelos operadores genéticos *seleção*, *cruzamento* e *mutação*.

4.1.1 Seleção

A seleção é o operador genético que permite escolher os indivíduos da população atual que devem participar da formação da nova população. Esse operador pode ser implementado de diversas maneiras. A forma mais comum consiste na criação de uma roleta tendenciosa em que cada indivíduo da população corresponde a uma seção da roleta que é proporcional ao seu valor de aptidão (GOLDBERG, 1989).

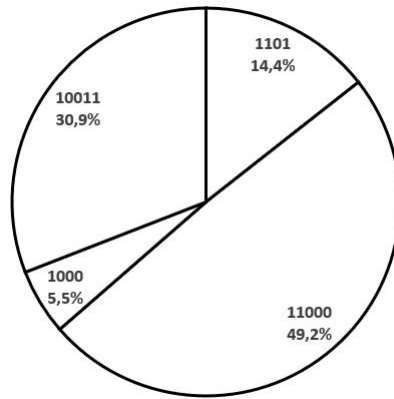
Como exemplo, considere 4 indivíduos representados com codificação binária. Para cada um destes indivíduos é associado um determinado valor de aptidão e calcula-se sua influência em porcentagem com relação ao total, conforme consta na Tabela 1. A partir desse percentual, monta-se a roleta da Figura 2, em que a seleção do candidato é feita a partir de uma simples rotação. Desta forma, os indivíduos mais qualificados tem maiores chances de produzirem descendentes na geração seguinte.

Tabela 1: Exemplo de indivíduos e seus respectivos valores de aptidão.

Indivíduo	Aptidão	% do total
01101	169	14,4
11000	576	49,2
01000	64	5,5
10011	361	30,9
Total	1170	100,0

Fonte: Adaptado de Goldberg, 1989.

Figura 2: Roleta de indivíduos para o operador seleção.

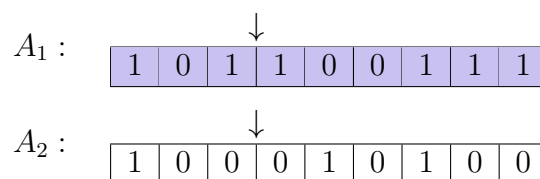


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.2 Cruzamento

O operador cruzamento consiste em tomar dois indivíduos de uma população e selecionar uniformemente ao acaso um número inteiro k variando entre 1 e o comprimento total l da cadeia menos 1 unidade, isto é $k \in [1, l - 1]$. Com isso, dois novos indivíduos são criados trocando parcelas dos indivíduos anteriores no ponto de cruzamento k (GOLDBERG, 1989). No exemplo a seguir, A_1 e A_2 são indivíduos de uma população inicial utilizando codificação binária.

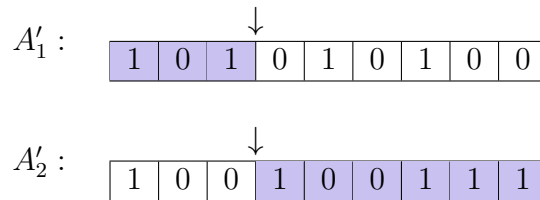
Figura 3: Representação dos indivíduos com seta indicando o ponto de cruzamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Escolhendo-se um número aleatório entre 1 e 8, obteve-se $k = 3$ conforme indicado pelas setas. Assim, o operador cruzamento gera dois novos indivíduos A'_1 e A'_2 que podem fazer parte da próxima geração.

Figura 4: Representação dos indivíduos após aplicação do operador cruzamento.

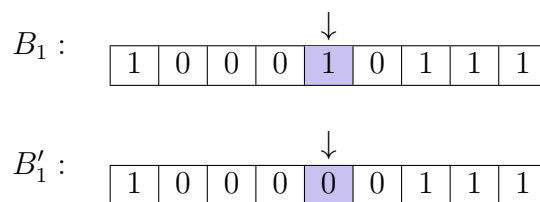


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.3 Mutaçãõ

O operador mutaçãõ é considerado um mecanismo secundário de adaptaçãõ dos indivíduos no algoritmo genético. A mutaçãõ é necessária, devido ao fato de que o cruzamento faz a recombinaçãõ com indivíduos já existentes e ocasionalmente pode estar desconsiderando espaçõs de soluções potencialmente úteis. No algoritmo genético simples, a mutaçãõ é a alteraçãõ aleatória ocasional (com pequena probabilidade) de um valor dentro da cadeia de códigos do indivíduo (GOLDBERG, 1989). Nas codificações binárias a seguir, B_1 e B'_1 sãõ, respectivamente, o indivíduo original e o indivíduo após sofrer uma mutaçãõ na posiçãõ $m = 5$.

Figura 5: Representaçãõ dos indivíduos com seta indicando o ponto de mutaçãõ.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No exemplo acima, a posiçãõ de mutaçãõ é escolhida aleatoriamente no intervalo $[1, l]$, em que l é o comprimento da cadeia. Assim na posiçãõ $m = 5$, o valor binário que era 1 passa assumir o valor 0.

4.2 Algoritmo Genético para Alocação Ótima de Bancos de Capacitores e Baterias em um Sistema de Distribuição

Para resolver o problema de alocação ótima de bancos de capacitores e baterias foi desenvolvido um programa em linguagem C++. A função principal deste programa consiste na implementação de um Algoritmo Genético Simples nos moldes da metodologia apresentada anteriormente, com a exceção de algumas adaptações. Esse AG é responsável por determinar os pontos do sistema em que deverão ser instalados bancos de capacitores e baterias de forma a minimizar as perdas no sistema. As soluções do problema, isto é, os indivíduos da população são representados pelo seguinte modelo:

Figura 6: Representação de um indivíduo da população.

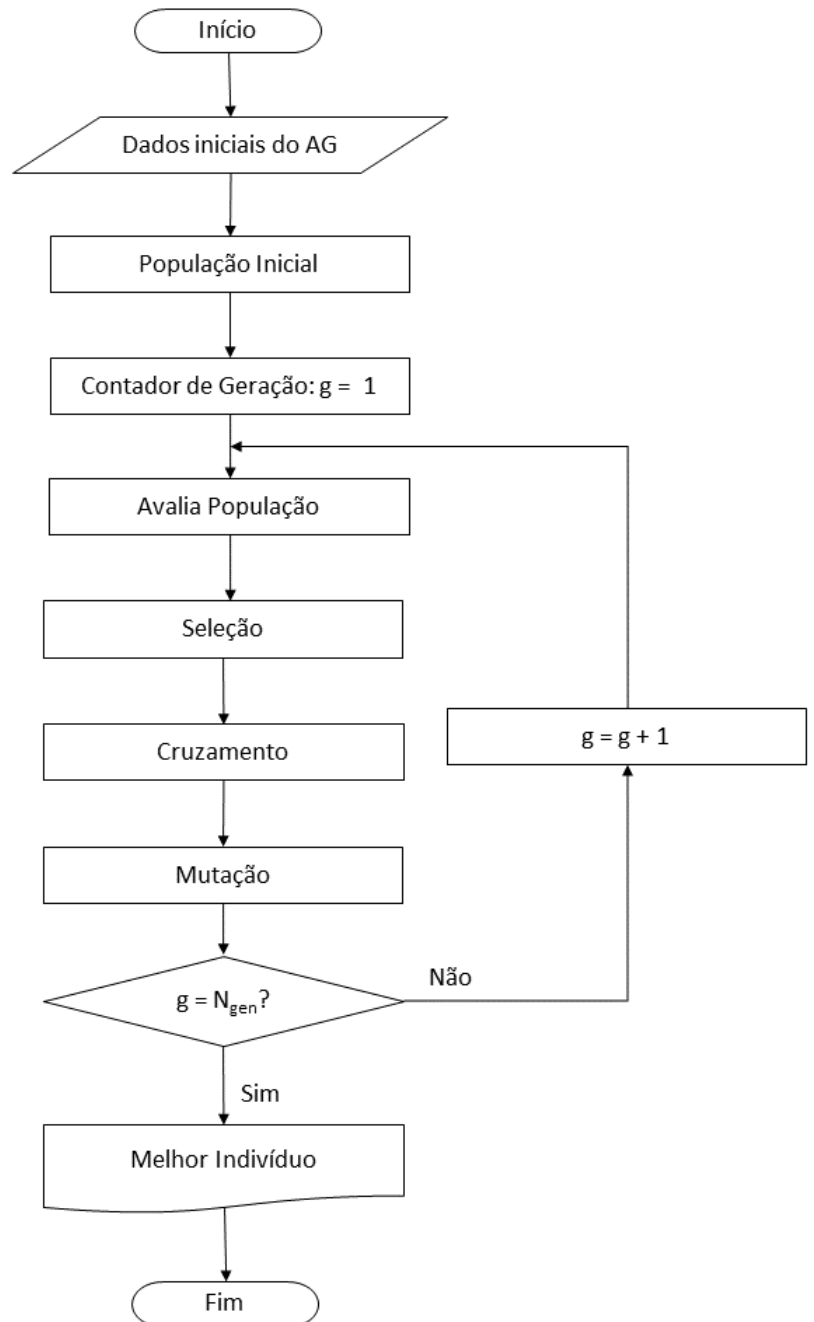
c_1	c_2	b_1	b_2	b_3	b_4
-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo de solução proposto consiste na alocação de dois bancos de capacitores e 4 baterias no sistema. Na Figura 6, os dois primeiros elementos, c_1 e c_2 são números inteiros e referem-se as posições do sistema em que serão instalados os bancos de capacitores e, os últimos quatro elementos, b_1 , b_2 , b_3 e b_4 , também inteiros, referem-se as posições das baterias. Nessa representação foi utilizada a codificação decimal, cuja posição de instalação pode variar de 1 até o número total de barras do sistema. No caso do sistema em estudo, que possui 70 barras, temos $c_1, c_2, b_1, b_2, b_3, b_4 \in [1, 70]$.

O fluxograma da Figura 7 ilustra os passos necessários para a solução do problema de alocação ótima de bancos de capacitores e baterias em um sistema de distribuição através de um Algoritmo Genético:

Figura 7: Fluxograma do Algoritmo Genético implementado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No primeiro passo do fluxograma tem-se a leitura dos hiperparâmetros que definirão as características do Algoritmo Genético, sendo estas o número de indivíduos presentes na população (N_i), o tamanho da cadeia de códigos de cada indivíduo (I_{len}), o número de gerações consideradas no algoritmo (N_{gen}), a taxa de cruzamento (X_{cross}) e a taxa de mutação (X_{mut}). Vale ressaltar que N_i , I_{len} e N_{gen} devem ser números inteiros positivos

maiores que zero e, X_{cross} e X_{mut} são números reais pertencentes ao intervalo $[0,1]$, em que 0 significa 0% de chance e 1 significa 100% de chance de cruzamento e mutação, respectivamente.

Definido isso, o segundo passo do Algoritmo Genético é gerar a população inicial. Assim, são gerados números aleatórios inteiros entre 1 e 70 que ocuparão cada uma das posições de cada indivíduo da população. Para o formato de indivíduo considerado como solução (2 bancos de capacitores e 4 baterias, respectivamente) foi imposta uma restrição de forma que não sejam alocados mais de um banco de capacitores e mais de uma bateria em uma mesma barra, devido ao fato de que repetir a instalação de um mesmo componente em uma barra do sistema implica em redundância de equações, que serão desconsideradas no modelo do CPLEX, contudo é permitida a alocação de uma bateria e um banco de capacitores em uma mesma barra.

O próximo passo consiste em avaliar a população, calculando a aptidão de cada indivíduo. Para isso, é chamada uma função OPF , cujos parâmetros de entrada são as posições dos bancos de capacitores e baterias, respectivamente, tendo como retorno o valor da função objetivo (*fitness*), ou seja, $fitness = OPF(c_1, c_2, b_1, b_2, b_3, b_4)$. Essa função resolve para cada conjunto de entradas, o problema de Programação Linear Inteira Mista descrito pelas equações (45) a (90) formulado no Capítulo 3, retornando a minimização de (45).

Em seguida, ocorre a aplicação dos operadores genéticos. Durante a *Seleção* são escolhidos dois indivíduos aleatórios da população. Optou-se por essa forma, uma vez que, no método da roleta proporcional poderia surgir um problema de superseletividade, ou seja, o algoritmo poderia acabar desconsiderando prematuramente configurações potenciais do sistema, convergindo para mínimos locais.

Na etapa de *Cruzamento* é gerado um número real aleatório $\alpha \in [0, 1]$ que corresponde à probabilidade de cruzamento. Se esse valor for menor que a constante X_{cross} , significa que os indivíduos serão cruzados em um determinado ponto de corte k entre 1 e 5, também escolhido ao acaso.

Um processo análogo é realizado durante a *Mutação*. Se um número real aleatório $\beta \in [0, 1]$ for menor que a constante X_{mut} , o indivíduo sofrerá mutação em um determinado ponto m da cadeia, escolhido de forma aleatória. Como foi utilizada uma codificação decimal, foi arbitrado que a mutação implicaria em alterar o valor da barra do sistema em uma unidade. Para tal, será gerado um número aleatório entre 0 e 1, caso este número seja menor que 0,5, a barra será incrementada, caso contrário, será decrementada. Além disso, foram impostas restrições para que a mutação não viole os limites inferior e superior, isto é, caso o valor seja 1, a mutação só realiza o incremento da barra e, caso seja 70, só realiza o decremento da barra. A escolha em alterar apenas uma unidade foi tomada pelo fato de que a numeração das barras do sistema não segue um padrão estruturado. Analisando a

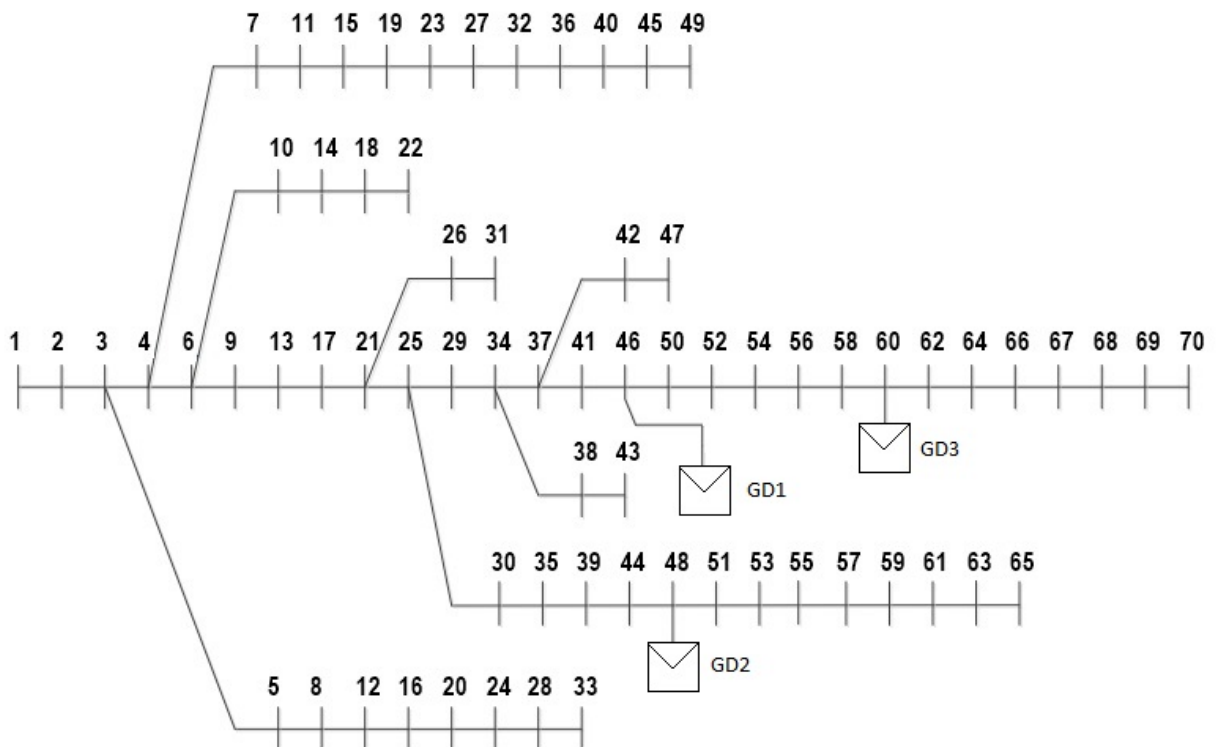
Figura 8, que traz uma representação do sistema, ao fazer, por exemplo, uma mutação da barra 48 para 49, já é alterada significativamente a posição de instalação do componente, podendo gerar soluções bastante distintas.

Por fim, ao final da aplicação dos operadores, os indivíduos filhos são avaliados e, caso apresentem um menor valor da função objetivo, ocuparão o lugar dos indivíduos pais na próxima geração. O critério de parada do algoritmo é determinado pelo número máximo de gerações. Quando o contador de gerações g atinge o valor da constante N_{gen} , o programa é finalizado retornando o melhor indivíduo encontrado na última geração com base no menor valor da função objetivo.

5 TESTES E RESULTADOS

Este capítulo traz uma validação da metodologia proposta através do teste em um Sistema de Distribuição de 70 barras e 69 linhas com uma subestação (Barra 1) representado na Figura 8. Os dados físicos e operacionais estão apresentados no Apêndice A - Dados do Sistema de Distribuição. As cargas foram variadas ao longo do dia, aplicando-se um fator multiplicador sobre as demandas (Tabela 14). A base adotada para apresentação dos valores no sistema por unidade (*p.u.*) foi de 100 MVA para potência e 13,8 kV para tensão. O modelo de PLIM foi implementado em linguagem C++ e resolvido pelo *solver* comercial CPLEX (versão 12.8.0.0, 64 bits, usando configurações padrão) em um computador com processador Intel Core i5 e 8 GB de RAM.

Figura 8: Representação do SDEE de 70 barras com os 3 geradores distribuídos.



Fonte: Adaptado de Pereira Jr. et al. (2016).

5.1 Parâmetros do Sistema de Distribuição

Conhecendo-se as bases, foram definidos os parâmetros do SDEE no sistema por unidade. O Apêndice A - Dados do Sistema de Distribuição traz os valores máximos aceitados por cada linha (\bar{I}_{ij}), conforme restrição imposta pela equação (50). Os demais

parâmetros de limites superior e inferior de tensão, tensão da subestação, tensão nominal e número de segmentos para linearização por partes dos fluxos de potência ao quadrado (equação (29)) estão representados na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2: Parâmetros do SDEE.

Parâmetro	Valor assumido
\bar{V}	1,1 p.u.
\underline{V}	0,8 p.u.
V^{SE}	1,0 p.u.
V^{nom}	1,0 p.u.
Y	20

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Parâmetros dos Equipamentos Instalados

Conforme já apresentado anteriormente, são instalados no sistema 2 bancos de capacitores e 4 baterias, cujas posições são determinadas pelo Algoritmo Genético. Foi considerado que estes elementos são iguais entre si. As tabelas 3 e 4 trazem os parâmetros utilizados para as baterias e os bancos de capacitores, respectivamente.

Tabela 3: Parâmetros das baterias.

Parâmetro	Valor assumido
\bar{P}_i^{sd+}	0,004 p.u.
\underline{P}_i^{sd+}	0
\bar{P}_i^{sd-}	0,004 p.u.
\underline{P}_i^{sd-}	0
η_i^{sd+}	0,95
η_i^{sd-}	0,95
β_i^{sd}	0,021
Δt	1h
\bar{E}_i^{sd}	0,012 p.u.
\underline{E}_i^{sd}	0,0015 p.u.
$\bar{\Delta}_i^{sd}$	4

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4: Parâmetros do banco de capacitores.

Parâmetro	Valor assumido
q_i^{scb}	0,003 p.u.
$\bar{n}_{i,h}^{scb}$	3
$\bar{\Delta}_i^{scb}$	8

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além de bancos de capacitores e baterias é prevista a instalação de geração distribuída fotovoltaica no sistema. Como o Algoritmo Genético não inclui a alocação de GD, foi arbitrado que existem 3 geradores, instalados nas barras 46, 48 e 60 do SDEE. Foi considerado que os três geradores são iguais com as características apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros da geração distribuída fotovoltaica.

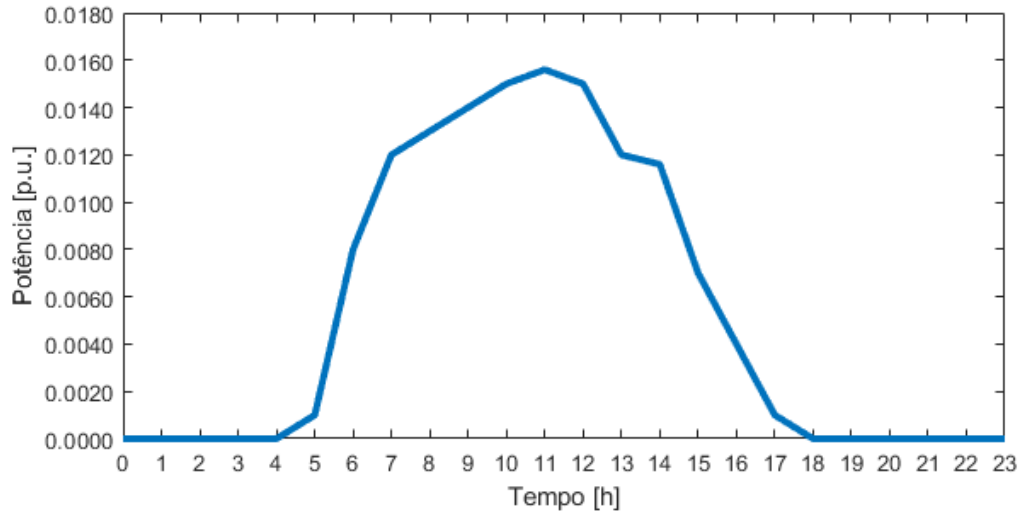
Parâmetro	Valor assumido
\overline{pf}_i^{dg}	0,95
pf_i^{dg}	1,0
Y^{dg}	20
\bar{S}_{dg}	0,02 p.u.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Curva Típica de Geração Fotovoltaica

A capacidade de geração fotovoltaica é variável ao longo do dia. Na modelagem matemática do problema em questão, o parâmetro que reproduz esta característica é o $\bar{S}_{i,h}^{dg}$, que representa o limite máximo de potência aparente da geração distribuída fotovoltaica em uma determinada barra i em uma certa hora do dia h . Para efeito de teste do sistema de 70 barras foi utilizada a curva de geração fotovoltaica típica ilustrada pela Figura 9 a seguir.

Figura 9: Gráfico do valor assumido pelo parâmetro $\overline{S}_{i,h}^{dg}$ ao longo do tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 Parâmetros do Algoritmo Genético

Conforme visto no Capítulo 4, os valores assumidos pelos hiperparâmetros determinam o funcionamento do AG. A Tabela 6 traz os valores adotados para teste no Sistema de Distribuição de 70 barras.

Tabela 6: Hiperparâmetros do Algoritmo Genético.

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3
N_i	10	15	20
I_{len}	6	6	6
N_{gen}	30	30	30
X_{cross}	0,5	0,6	0,7
X_{mut}	0,20	0,25	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Resultados Obtidos

5.5.1 O Caso Base

Com o intuito de validar a atuação dos bancos de capacitores, baterias e da geração distribuída dentro do sistema, foi feita a execução de um Caso Base desconsiderando a instalação dos equipamentos citados. As condições de teste foram idênticas às utilizadas

para os casos que contemplaram a implementação do Algoritmo Genético. Desta forma, o CPLEX obteve solução ótima e apresentou o valor de perdas de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7: Perdas obtidas para o Caso Base.

Caso	Perdas (p.u.)
Base	0,002618

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além das perdas, foram extraídos para o Caso Base os dados de tensão nas barras e corrente nas linhas ao longo do tempo. Estes resultados serão apresentados posteriormente, comparando-se com os valores obtidos para os casos introduzidos na próxima seção.

5.5.2 Análise do Algoritmo Genético

Conforme os dados da Tabela 6, o Algoritmo Genético foi executado para 3 casos distintos. O melhor indivíduo encontrado ao final do número de gerações em cada caso e os respectivos valores da função objetivo (que visa minimizar as perdas no sistema) estão representados na Tabela 8 a seguir. O Apêndice B - Dados das Gerações do Algoritmo Genético traz uma visão mais detalhada da evolução dos melhores indivíduos ao longo das gerações.

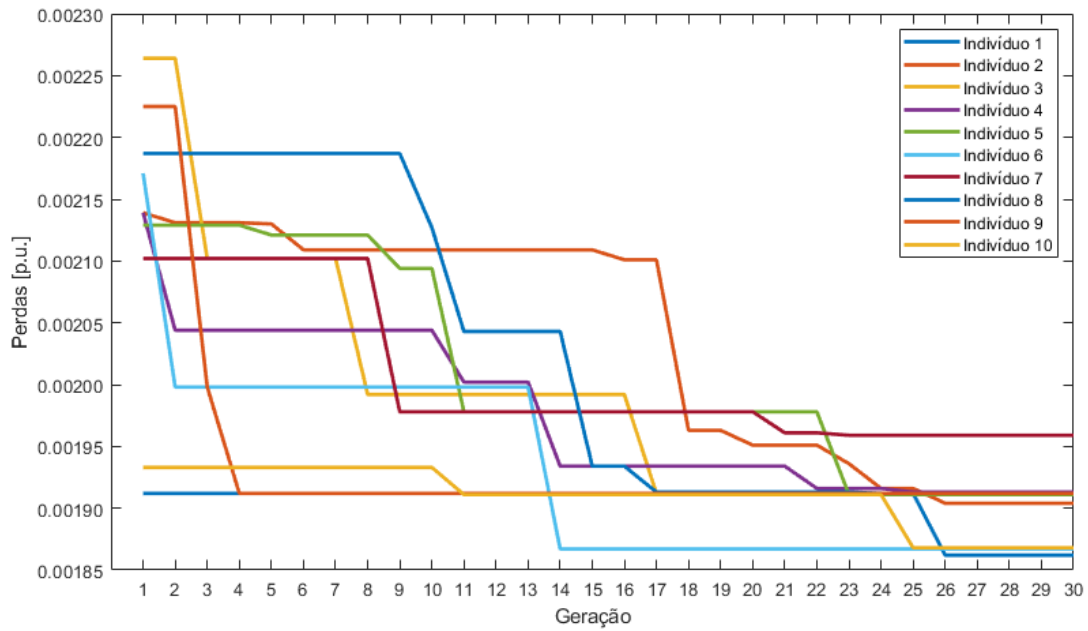
Tabela 8: Melhores indivíduos e valor das perdas em cada caso.

Caso	c_1	c_2	b_1	b_2	b_3	b_4	Perdas (p.u.)
1	41	30	63	54	50	53	0,001862
2	37	35	60	61	66	53	0,001483
3	64	59	51	65	54	10	0,001130

Fonte: Elaborado pelo autor.

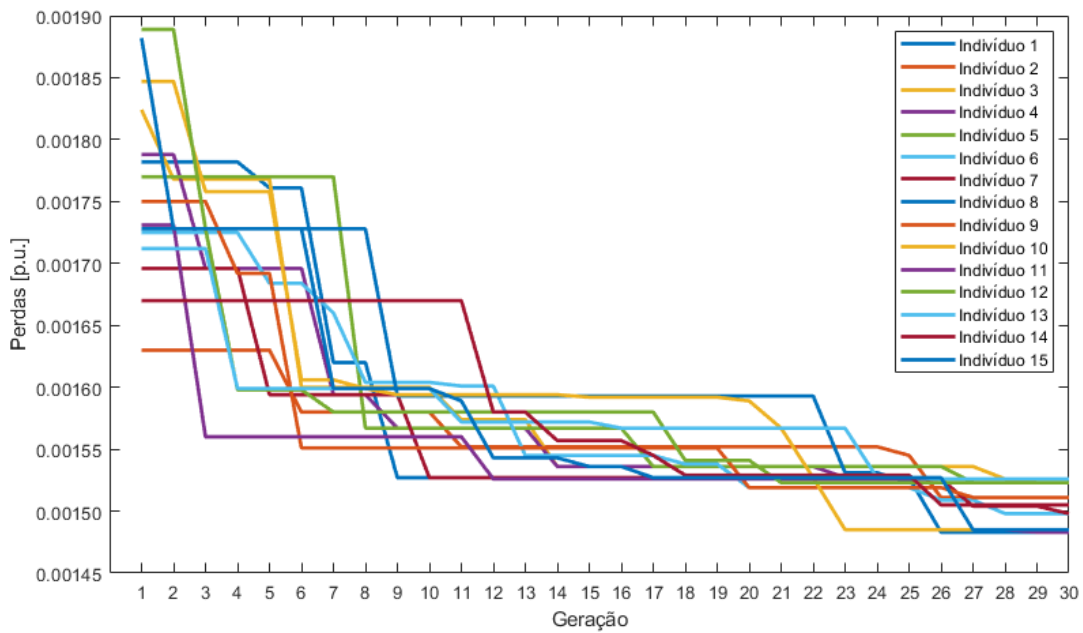
A partir dos dados extraídos da execução do Algoritmo Genético, obteve-se os gráficos das figuras 10, 11 e 12 que ilustram a relação entre o valor das perdas no sistema para cada indivíduo em função da evolução das gerações. Nestes gráficos é possível verificar o comportamento esperado de sobrevivência dos indivíduos mais fortes, em que cada decréscimo nas curvas implica que os operadores genéticos produziram indivíduos filhos mais aptos, isto é, com menor valor de função objetivo comparados aos respectivos pais.

Figura 10: Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 1.



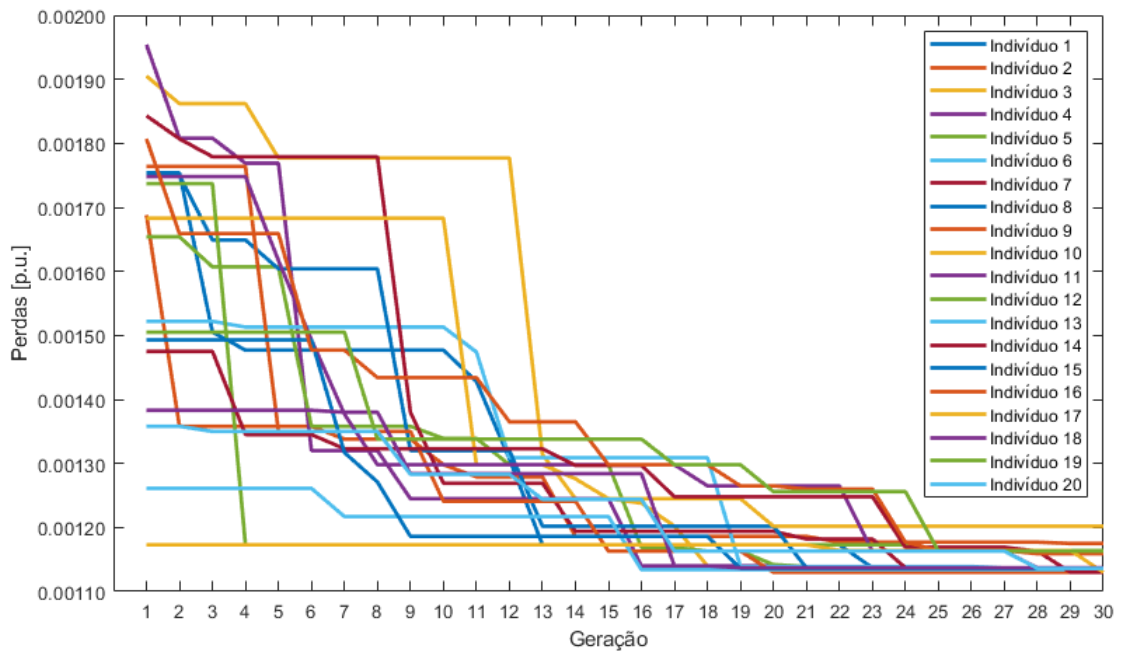
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 11: Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 12: Gráfico de Perdas no Sistema em função da Geração para o Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados obtidos é possível fazer uma análise comparativa entre os 3 casos estudados no que se refere à performance do Algoritmo Genético. A Tabela 9 traz uma relação da aptidão dos melhores e piores indivíduos de cada caso (os menores e maiores valores de perdas no sistema, respectivamente), além do valor médio e desvio padrão registrados ao longo das gerações, que foram calculados contabilizando os valores todos os indivíduos em todas as gerações.

Tabela 9: Melhores, médios e piores resultados obtidos para cada caso.

Caso	Melhor (p.u.)	Médio (p.u.)	Pior (p.u.)	Desvio Padrão (p.u.)
1	0,001862	0,001971	0,002264	$9,053 \cdot 10^{-5}$
2	0,001483	0,001579	0,001889	$8,101 \cdot 10^{-5}$
3	0,001130	0,001290	0,001954	$1,884 \cdot 10^{-4}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

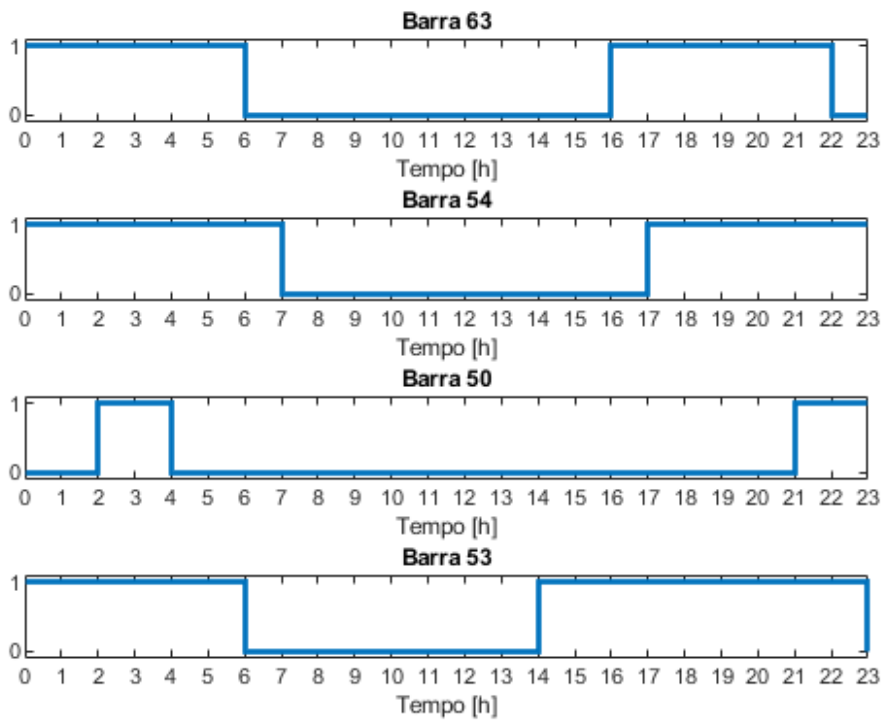
Assim, verificou-se que ao final da execução do algoritmo, comparando-se a pior configuração com a melhor encontrada, o Caso 1 apresentou uma redução de perdas equivalente à 17,8%, o caso 2, 21,5% e por fim, o caso 3, 42,2%. Portanto, o Caso 3 pode ser considerado o melhor resultado, visto que além da maior redução, também apresentou o menor valor de perdas (0,001130 p.u.).

5.5.3 Análise da Operação das Baterias

Conforme descrito no Capítulo 3, a finalidade de se instalar baterias no sistema é realizar o armazenamento da energia elétrica excedente (principalmente proveniente da geração distribuída fotovoltaica) para injetar posteriormente no sistema nos horários de ponta.

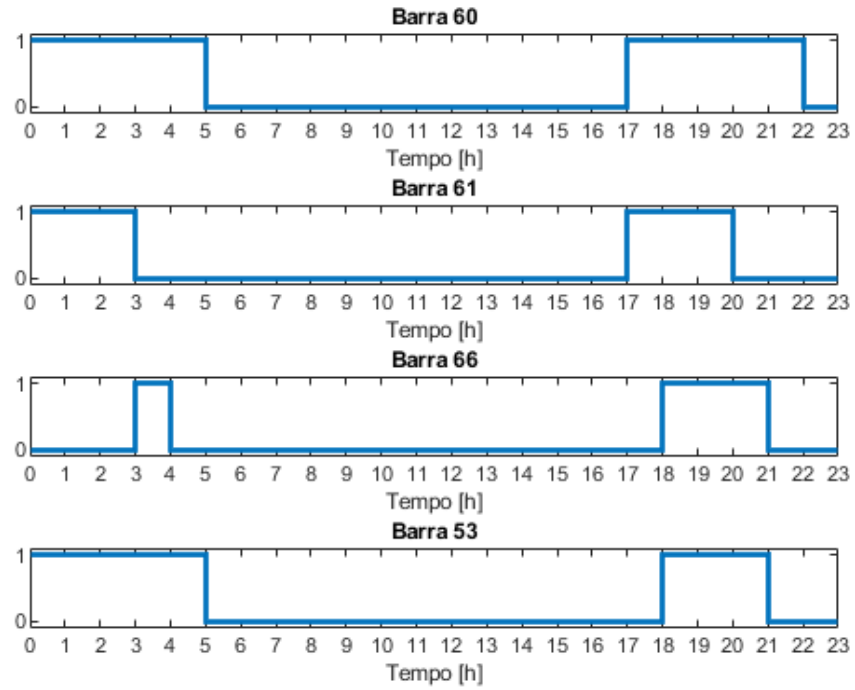
De acordo com a execução do Algoritmo Genético, foram definidas as barras do sistema que tiveram baterias instaladas para cada um dos três casos estudados. As figuras 13, 14 e 15 ilustram o comportamento da variável $e_{i,h}^{sd}$ para cada uma das barras consideradas. Esta variável reflete a informação do estado de operação das baterias, isto é, a dinâmica de carregamento e descarregamento.

Figura 13: Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 1.



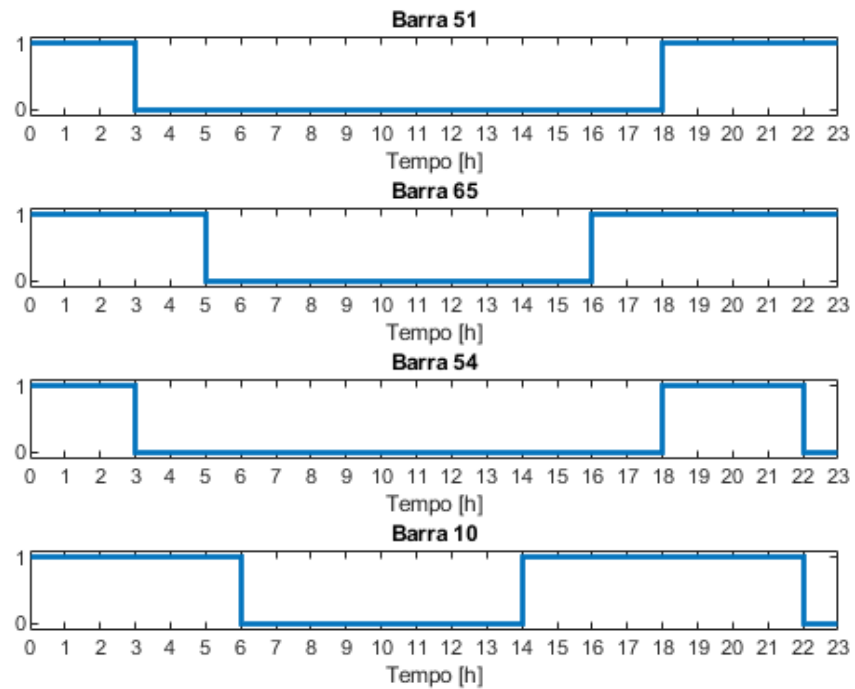
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14: Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 15: Gráfico de $e_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 3.



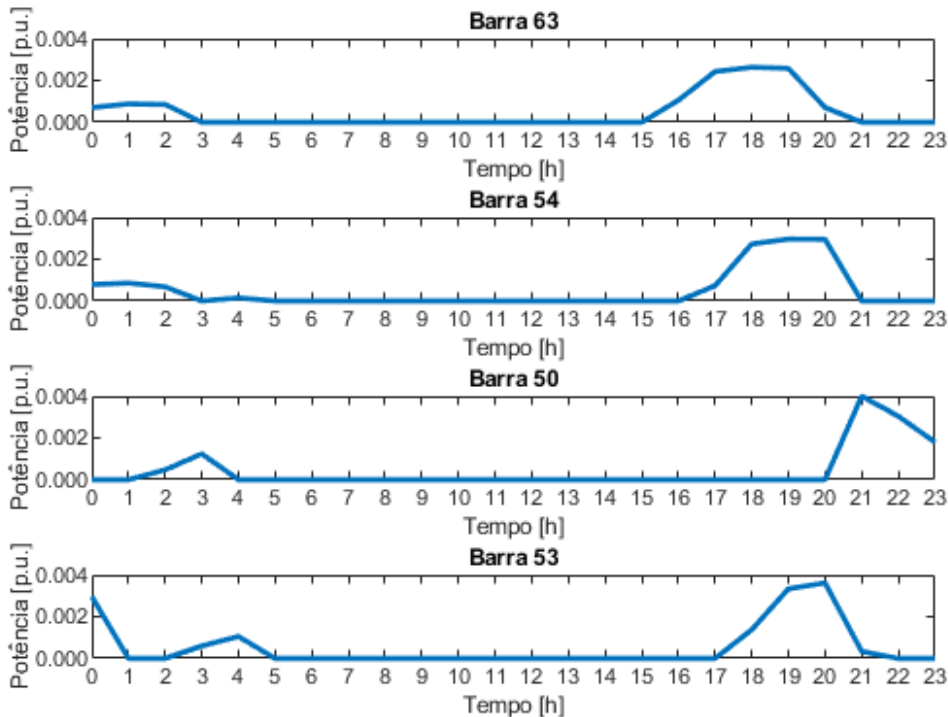
Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o comportamento dos gráficos das figuras 13, 14 e 15 verifica-se uma tendência de as baterias extraírem potência do sistema ($e_{i,h}^{sd} = 0$) nos períodos da manhã e tarde, cuja geração fotovoltaica tem maior participação, e injetando potência ($e_{i,h}^{sd} = 1$) a noite nos horários de pico (entre 18h e 21h) e durante as primeiras horas do dia (até 5h). Nota-se também que foram respeitados os limites de número de trocas de estados de operação (equação (66)) que variou entre 2 e 4.

Adicionalmente, vale ressaltar que o parâmetro $e_{i,h}^{sd}$ apenas determina o estado de operação da bateria, a quantidade de potência que poderá ser injetada e extraída do sistema durante estes ciclos depende das variáveis $P_{i,h}^{sd+}$ e $P_{i,h}^{sd-}$, respectivamente.

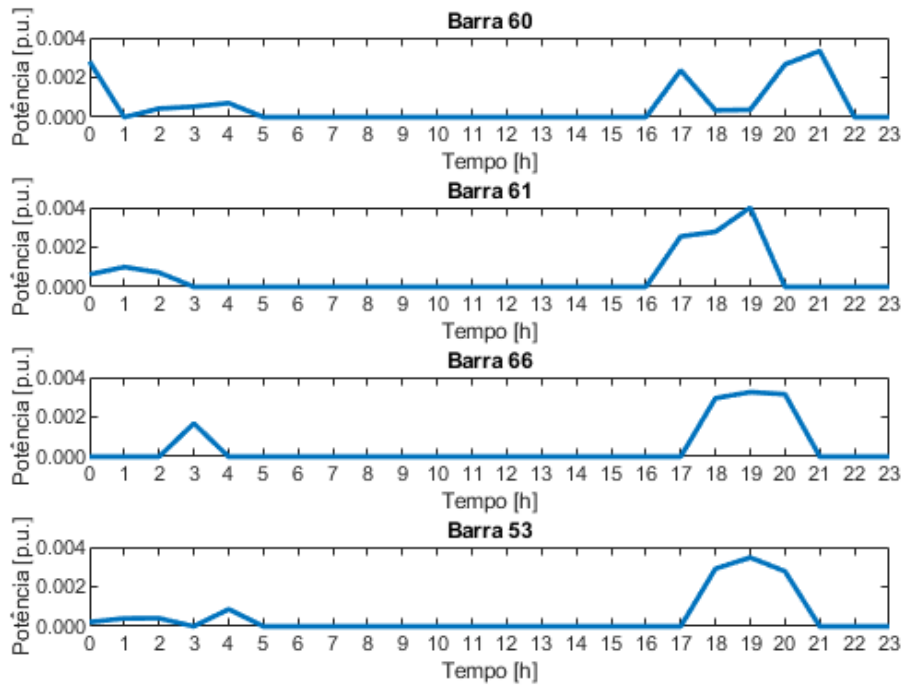
Esses limites de injeção e extração de potência são definidos pelas equações (62) e (63) e pelos valores das constantes \bar{P}_i^{sd+} , \underline{P}_i^{sd+} , \bar{P}_i^{sd-} e \underline{P}_i^{sd-} da Tabela 3. Assim, para $e_{i,h}^{sd} = 0$ pode-se se extrair do sistema qualquer valor de potência entre 0 e 0,004 p.u. e, analogamente, para $e_{i,h}^{sd} = 1$ pode-se se injetar no sistema qualquer valor de potência entre 0 e 0,004 p.u. As figuras 16, 17 e 18 ilustram o comportamento da variável $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do dia, enquanto que as figuras 19, 20 e 21 representam $P_{i,h}^{sd-}$ para o mesmo período.

Figura 16: Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 1.



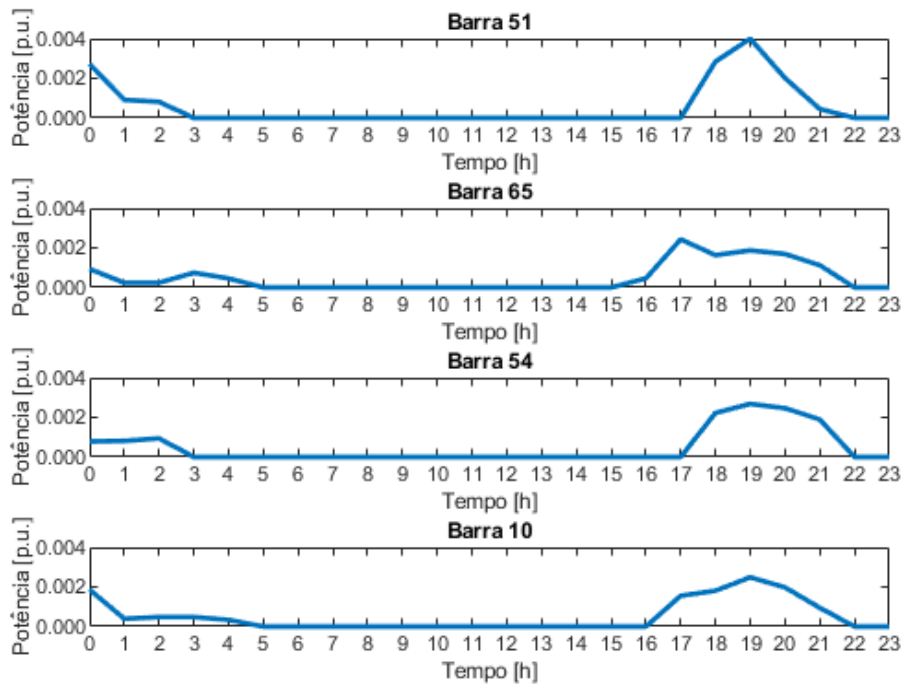
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 17: Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

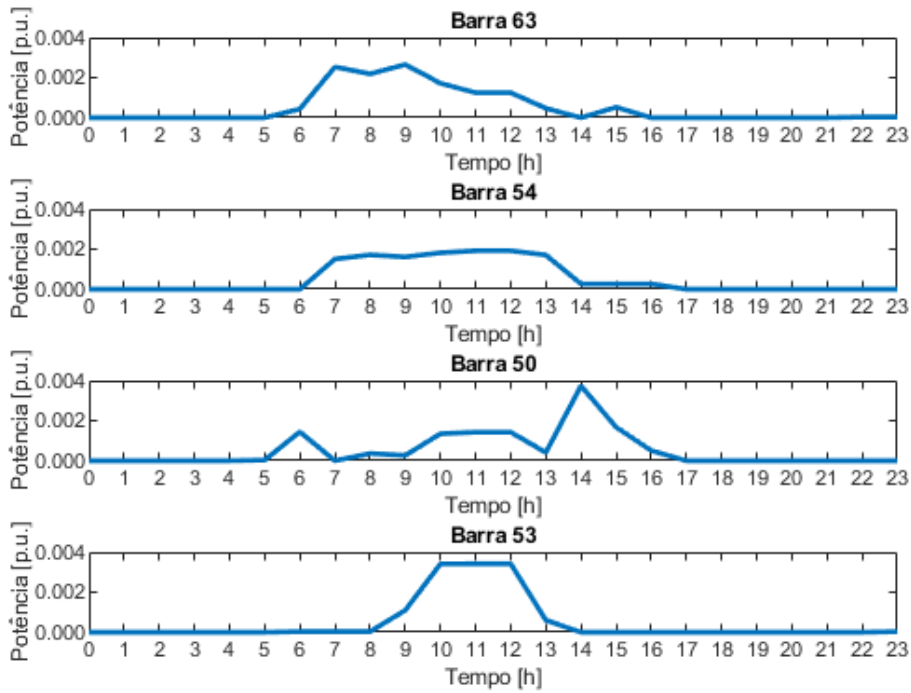
Figura 18: Gráfico de $P_{i,h}^{sd+}$ ao longo do tempo para o Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

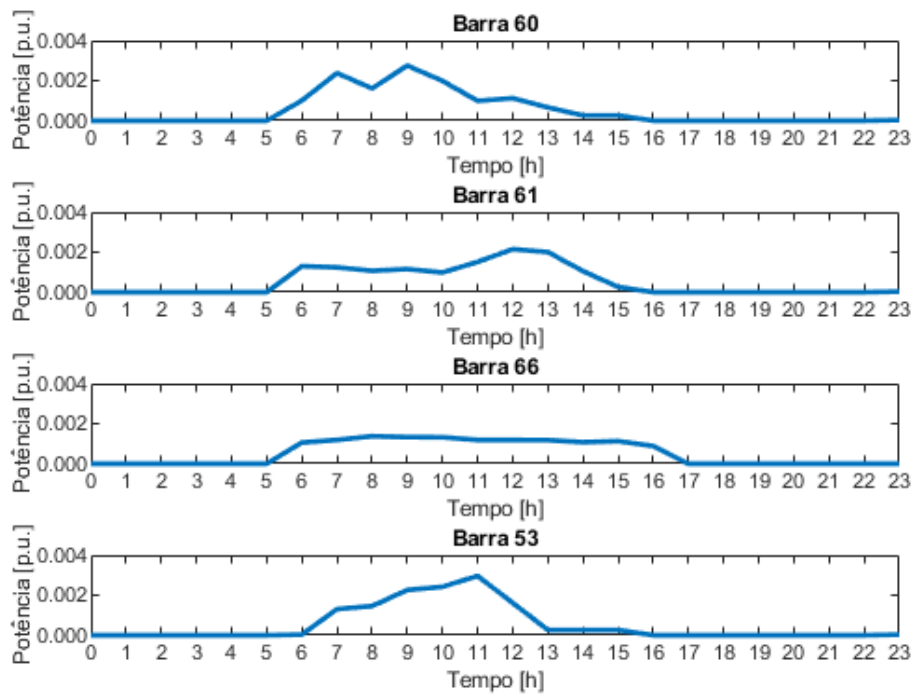
Analisando-se os gráficos das figuras 16, 17 e 18, verifica-se que em todas as barras que as baterias foram instaladas, para os três casos estudados, a injeção de potência no sistema ocorreu com maior intensidade próximo aos horários de ponta e nas primeiras horas do dia, porém com menor intensidade. Esse comportamento inicial pode ser justificado pelo fato de que as baterias estão sendo inicializadas no algoritmo como parcialmente carregadas ($E_{i,0}^{sd} = 0,0035$ p.u.).

Figura 19: Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 1.



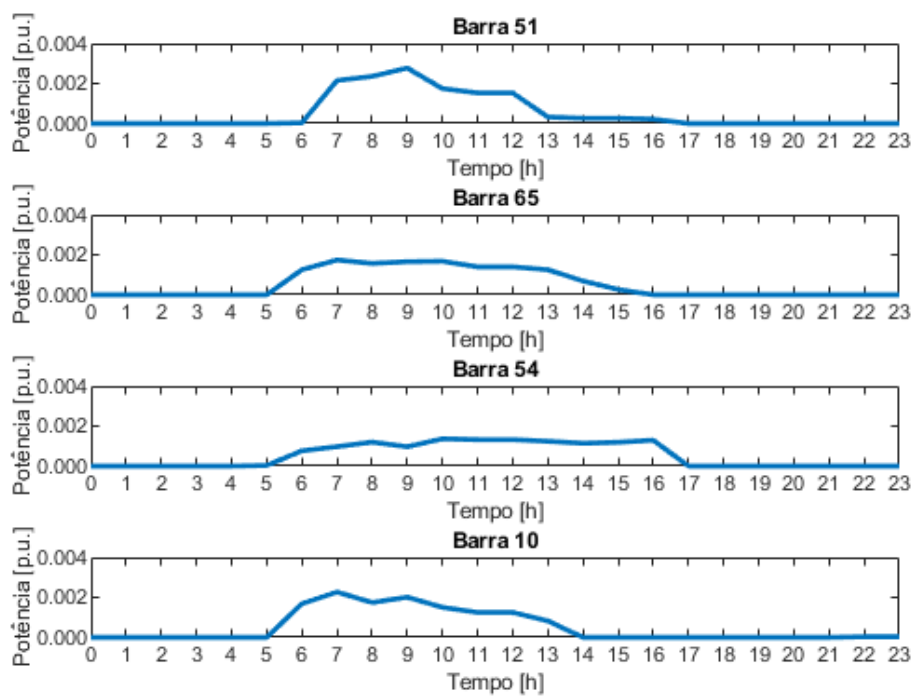
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 20: Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 21: Gráfico de $P_{i,h}^{sd-}$ ao longo do tempo para o Caso 3.

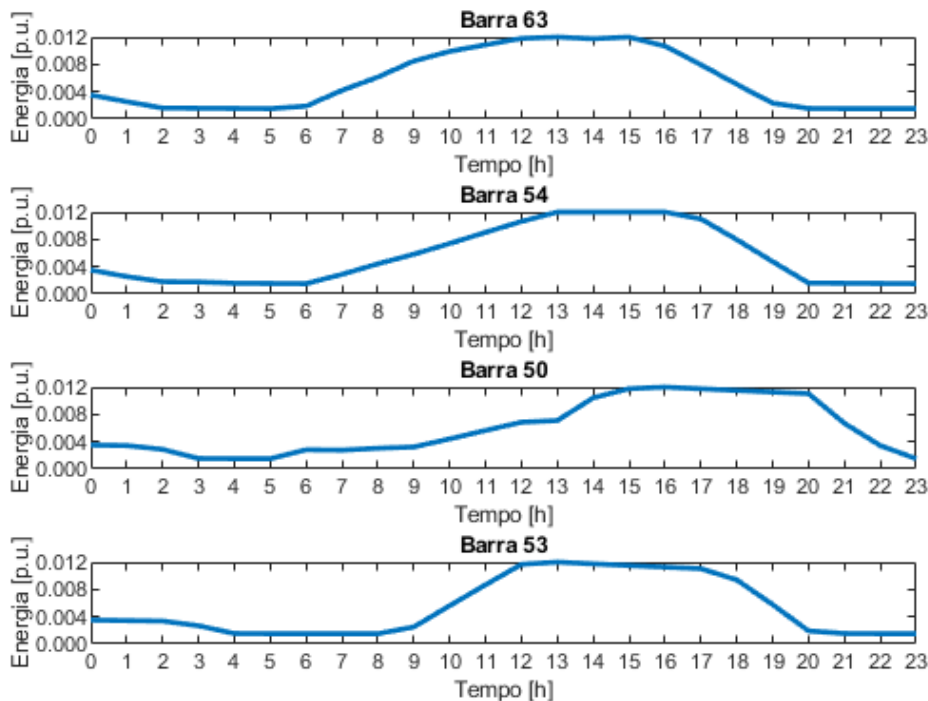


Fonte: Elaborado pelo autor.

Da mesma forma, investigando o comportamento de $P_{i,h}^{sd-}$ nas figuras 19, 20 e 21. nota-se que em todas as barras que tiveram baterias instaladas para os três casos estudados, a extração de potência do sistema ocorreu na faixa de horário com maior capacidade de geração fotovoltaica, como era previsto.

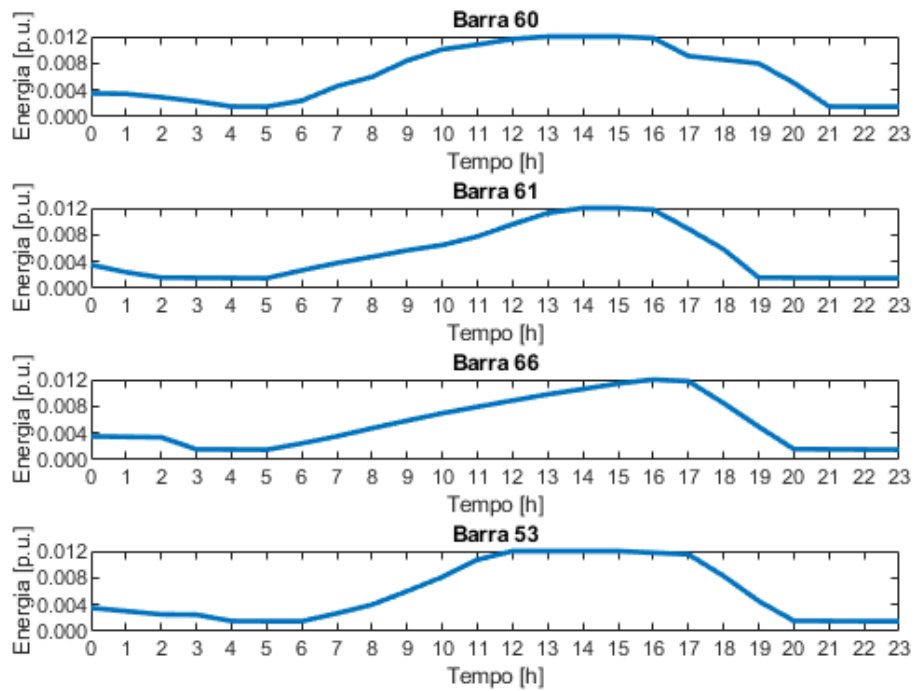
Por fim, a variável que reflete o comportamento conjunto das três anteriores é o estado da carga ($E_{i,h}^{sd}$) que além disso, também depende da carga no momento anterior ($E_{i,h-1}^{sd}$) e das constantes: eficiências de injeção de potência (η_i^{sd+}), eficiência de extração de potência (η_i^{sd-}) e taxa de auto-descarga da bateria (β_i^{sd}). As figuras 22, 23 e 24 revelam uma semelhança de comportamento em todas as baterias de todos os casos analisados. As baterias começam com uma carga inicial $E_{i,0}^{sd} = 0,0035$ p.u. e em seguida entram em descarregamento tanto pela taxa de descarga quanto pela potência sendo injetada na rede até chegar ao nível mínimo permitido ($\underline{E}_i^{sd} = 0,0015$ p.u.). Após as 5h, com o aumento da capacidade da geração fotovoltaica, a potência começa a ser extraída do sistema carregando as baterias até o nível máximo ($\bar{E}_i^{sd} = 0,012$ p.u.). Com a carga completa, as baterias voltam a injetar potência no sistema no período de consumo de ponta até atingirem novamente o valor mínimo aceitável de carga.

Figura 22: Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 1.



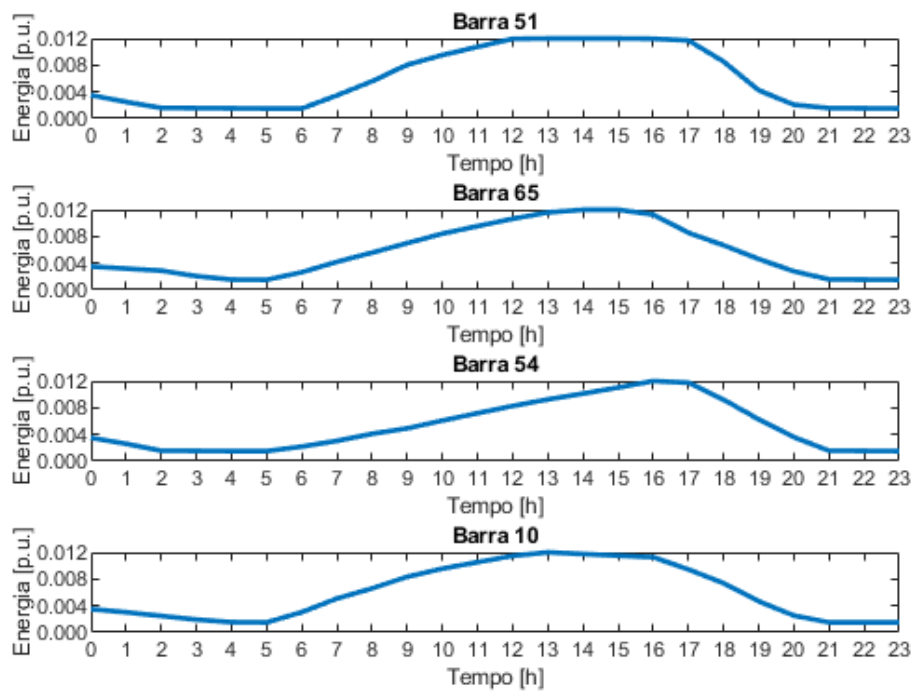
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 23: Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24: Gráfico de $E_{i,h}^{sd}$ ao longo do tempo para o Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

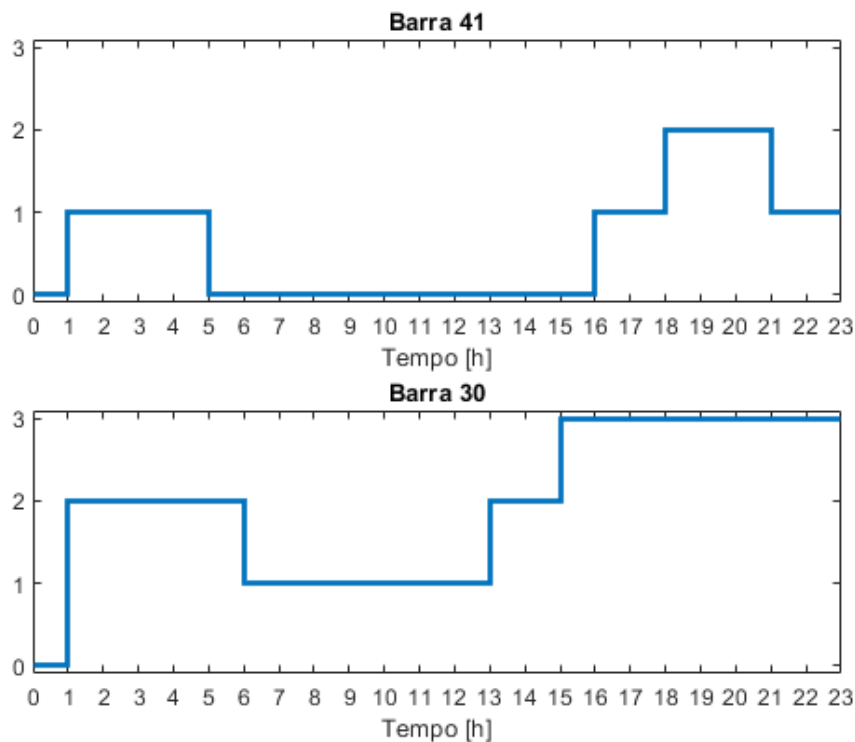
5.5.4 Análise da Operação dos Bancos de Capacitores

Com relação à operação do banco de capacitores, a variável mais pertinente para análise é o número de unidades ativas ($n_{i,h}^{scb}$). Em todos os casos de estudo a variável foi inicializada em zero por padrão, ou seja, com nenhuma unidade conectada ao sistema de distribuição. Além disso, o número máximo de unidades ativas por banco de capacitor é $\bar{n}_{i,h}^{scb} = 3$ e a variação máxima de número de unidades é de $\bar{\Delta}_i^{scb} = 8$ por dia. As figuras 25, 26 e 27 ilustram o comportamento de $n_{i,h}^{scb}$ no período considerado.

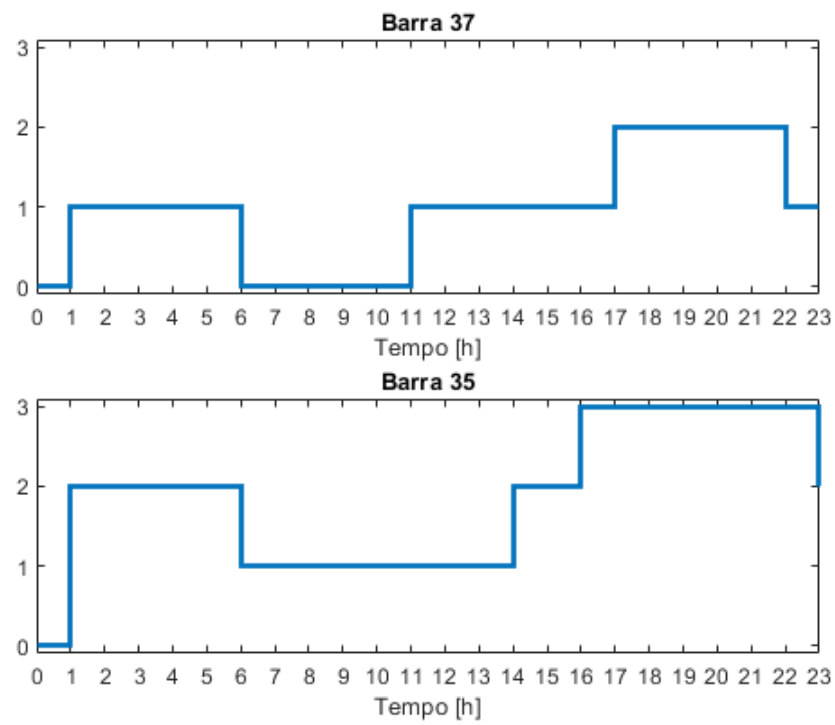
Analisando os três casos, verificou-se que foram respeitadas as restrições do número máximo de manobras nos bancos de capacitores. O Caso 3 apresentou o menor número de manobras, 3 para o BC da barra 59 e apenas 2 para o BC da barra 64. Nos demais casos, o número de manobras efetuadas variou entre 4 e 5, não atingindo o número máximo.

Quanto ao número de unidades ativas, os BCs das barras 41 (Caso 1), 37 (Caso 2) e 64 (Caso 3) não utilizaram a capacidade máxima, operando com 0, 1 ou 2 unidades ativas. No caso da barra 64 notou-se um comportamento atípico com relação aos demais, em que o banco de capacitores operou a maior parte do tempo sem nenhuma unidade ativa (das 0h às 16h e depois às 23h) e nos demais horários com apenas 1 unidade ativa.

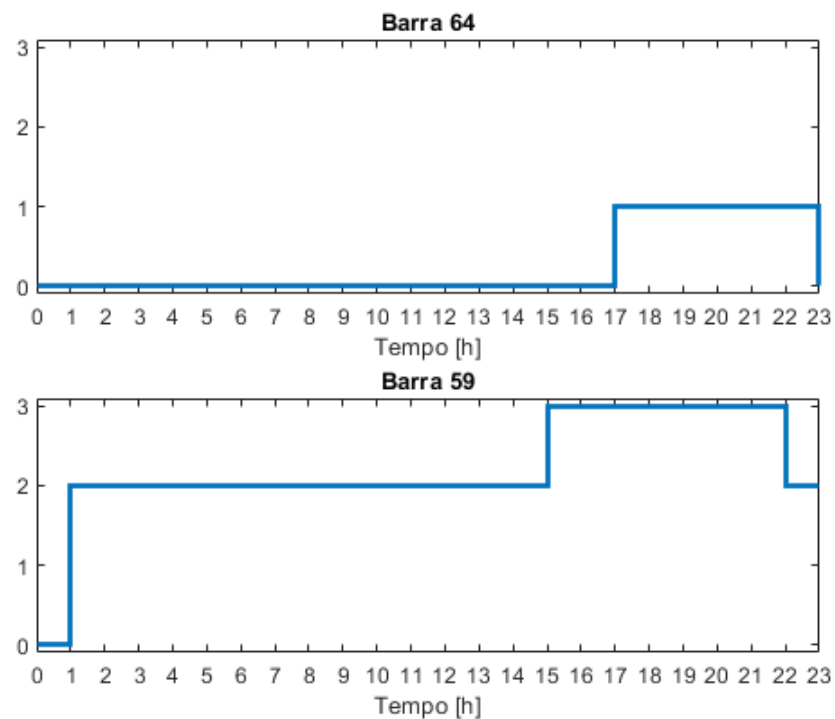
Figura 25: Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26: Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 2.

Fonte: Elaborado pelo autor.

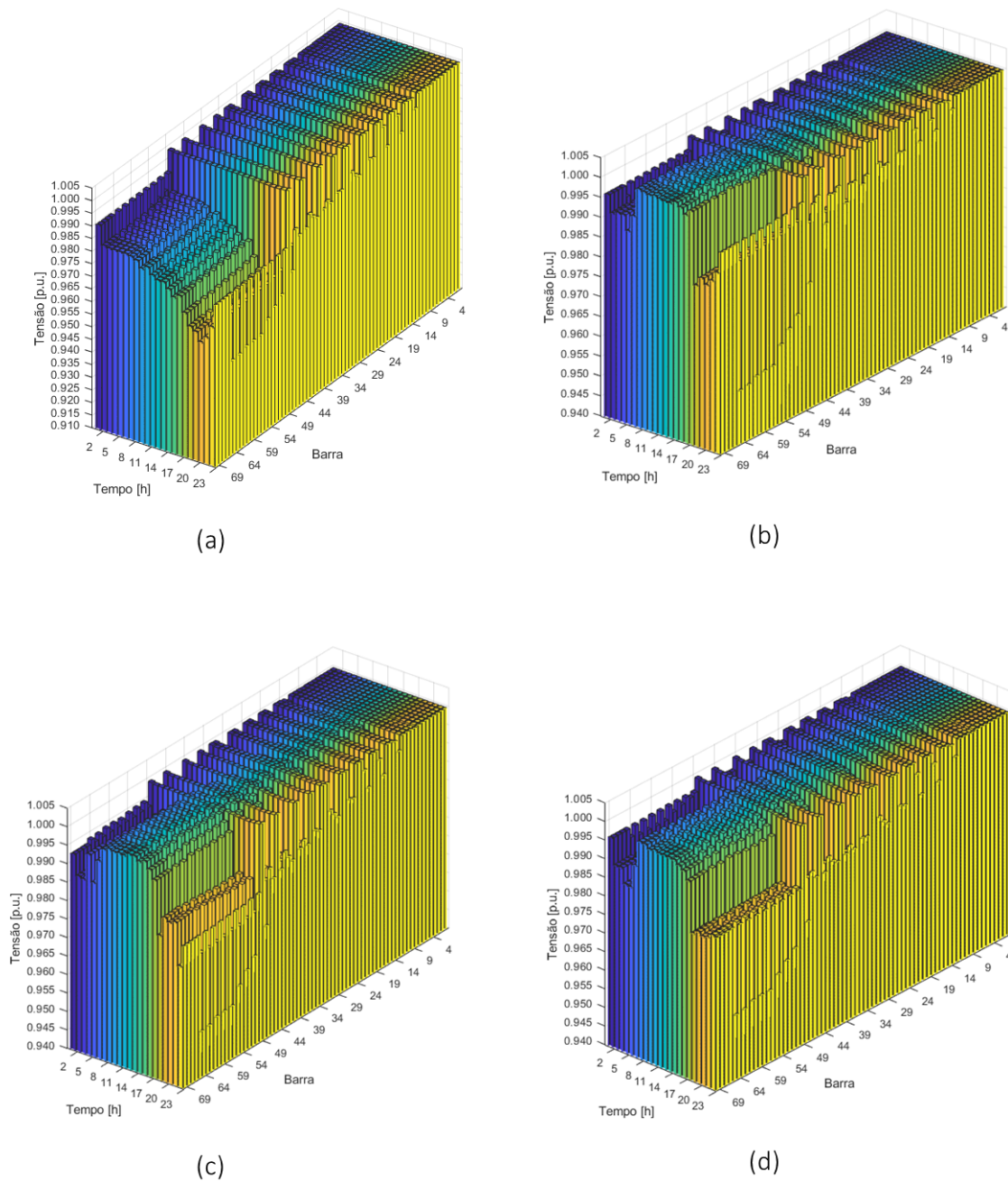
Figura 27: Gráfico de $n_{i,h}^{scb}$ ao longo do tempo para o Caso 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.5 Análise dos Limites Operacionais de Tensão

Para analisar o comportamento da magnitude da tensão e sua conformidade com os limites operacionais impostos, foram traçados os gráficos da Figura 28 que ilustram o perfil da tensão para cada barra do sistema de distribuição ao longo do dia.

Figura 28: Gráfico da tensão nas barras ao longo do tempo para (a) Caso Base, (b) Caso 1, (c) Caso 2 e (d) Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos dados extraídos da execução do fluxo de carga, obteve-se um levantamento das menores e maiores tensões nas barras para cada um dos casos estudados e calculou-se a média e o desvio padrão dos dados, conforme consta na Tabela 10. A média e o desvio padrão foram calculados contabilizando as tensões nas 70 barras em todas horas do dia.

Tabela 10: Menores e maiores magnitudes de tensão obtidos para casa caso de estudo.

Caso	Menor Tensão (p.u.)	Maior Tensão (p.u.)	Média (p.u.)	Desvio Padrão (p.u.)
Base	0,9126	1,0000	0,9853	0,0168
1	0,9360	1,0004	0,9934	0,0110
2	0,9445	1,0000	0,9928	0,0106
3	0,9480	1,0000	0,9931	0,0098

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme a restrição imposta pela equação (49), a tensão nas barras do sistema devem estar situadas entre 0,8 p.u. e 1,1 p.u. Analisando dados da Tabela 10, verifica-se que todos os casos obedeceram os limites estabelecidos com uma boa margem de diferença.

A menor magnitude de tensão registrada ocorreu no Caso Base com 0,9126 p.u. na barra 65 na hora 19. Para os casos que contemplaram o AG, o valor mínimo registrado foi de 0,9360 p.u. na barra 65 durante a hora 21 no Caso 1. A maior tensão apresentada foi de 1,0004 p.u. e ocorreu na barra 60 na hora 6 também durante o teste do Caso 1.

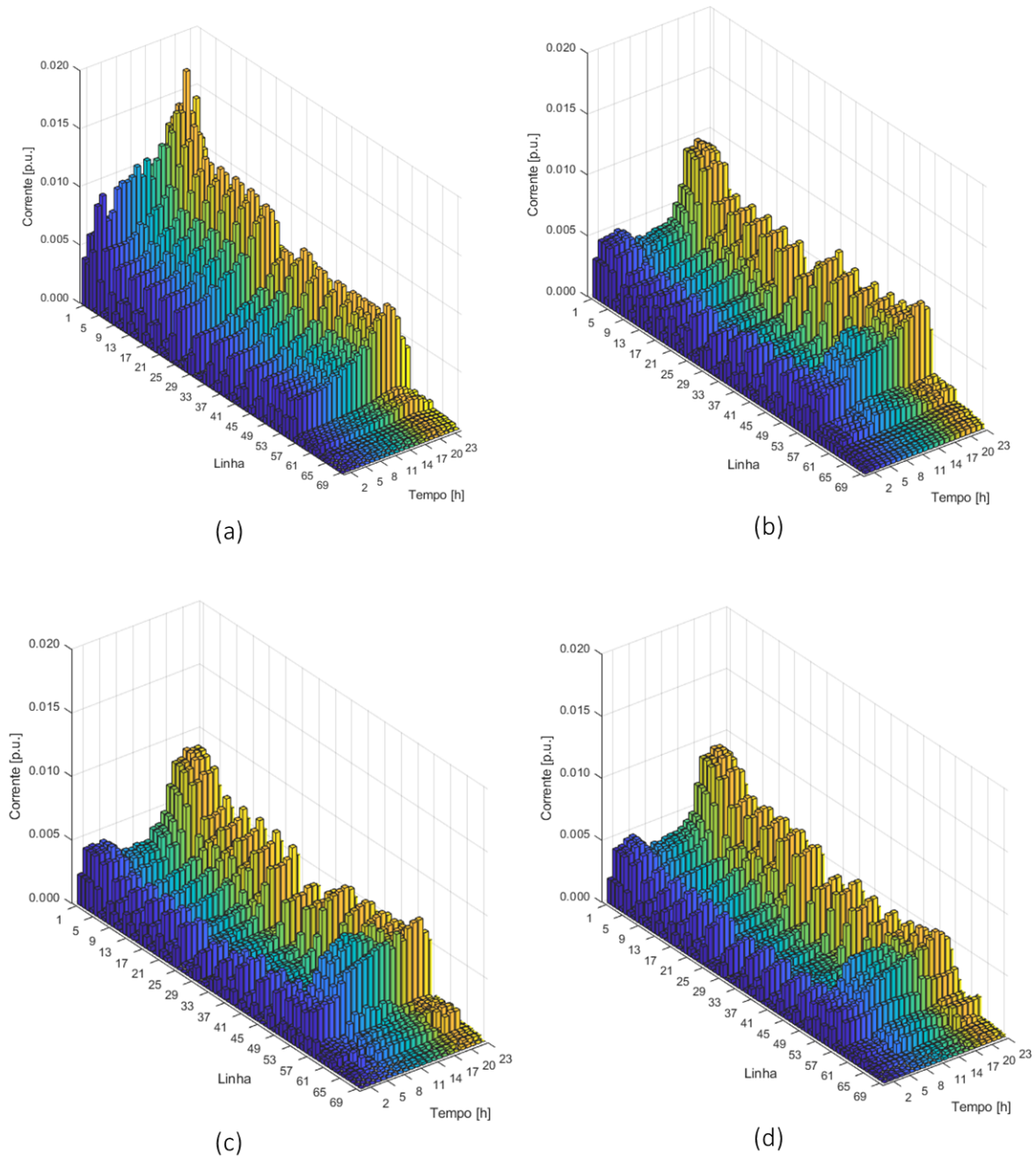
Analisando as informações anteriores, foi evidenciado também uma melhora no perfil de tensão do sistema nos casos 1, 2 e 3 se comparados ao Caso Base que dispensou a instalação de baterias, bancos de capacitores e GD fotovoltaica. De acordo com a Tabela 10, os casos 1, 2 e 3 apresentaram médias maiores e, visualmente, comparando-se a Figura 28(a) com as demais fica nítido o aumento da magnitude de tensão nas barras finais.

5.5.6 Análise dos Limites Operacionais de Corrente

A limitação do valor da corrente nas linhas do sistema é imposta pela equação 50, cujo limite inferior é 0 p.u. e o limite superior é especificado para cada linha conforme a última coluna (\bar{I}_{ij}) da Tabela 11 do Apêndice A - Dados do Sistema de Distribuição. Essa limitação de corrente imposta, além de refletir em uma possível especificação dos cabos, auxilia na linearização por partes dos fluxos de potência ao quadrado (equação (29)), reduzindo o comprimento dos segmentos e trazendo maior precisão aos cálculos. A Figura 29 ilustra o comportamento da corrente nas linhas em função do período considerado

para todos os casos estudados, em que é possível verificar uma redução da magnitude das correntes em relação ao caso base provocado pela minimização da equação (45).

Figura 29: Gráfico da corrente nas linhas ao longo do tempo para (a) Caso Base, (b) Caso 1, (c) Caso 2 e (d) Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo resolver o problema de alocação ótima de banco de capacitores e baterias em um SDEE visando a redução de perdas no sistema. Também foi considerada a integração de geração distribuída fotovoltaica em conjunto com a geração convencional.

O Algoritmo Genético foi desenvolvido utilizando-se as bases tradicionais, gerando uma população inicial aleatória, cujos indivíduos eram as barras do sistema que contemplariam a instalação de BCs e baterias e, a cada iteração eram selecionados indivíduos e verificava-se a probabilidade de se aplicar os operadores genéticos de cruzamento e mutação, com intuito de se obter indivíduos mais aptos (soluções que apresentam menores valores de perdas). A avaliação da aptidão consistia em resolver o Problema de Programação Linear Inteira Mista e retornar o valor das perdas.

A resolução do PLIM englobava a modelagem do Fluxo de Carga e dos elementos do Sistema (Baterias, BCs e GD fotovoltaica). Para o Fluxo de Carga foram admitidos como premissas que o sistema de distribuição era radial e balanceado representado pelo seu monofásico equivalente. As baterias foram modeladas com o intuito de armazenar a energia excedente proveniente da geração fotovoltaica para ser injetada na rede nos horários de pico.

Partindo-se deste cenário, o Algoritmo Genético foi executado para três casos que consideravam diferentes valores dos hiperparâmetros (número de indivíduos, chance de cruzamento e chance de mutação). Com os dados extraídos da simulação do sistema de 70 barras foi possível analisar o comportamento dos equipamentos instalados.

Foi possível verificar a operação efetiva das baterias que eram carregadas até o nível máximo durante os horários de maior capacidade de geração fotovoltaica e despachavam a potência no sistema nos períodos de maior demanda, sendo evidenciado este mesmo comportamento nos três casos estudados.

Para os bancos de capacitores foi observada a variação de unidades ativas causadas pelas operações de manobra. Em especial, a solução encontrada no Caso 3 apresentou pouca operação dos bancos de capacitores. Esse comportamento é altamente desejável, visto que os chaveamentos podem causar afundamentos ou elevações de tensão, podendo afetar a qualidade da energia.

Para comparar a eficiência do método, foi executado um Caso Base para o sistema sem a adição de nenhum dos equipamentos citados. Os resultados obtidos mostraram que a instalação de baterias, bancos de capacitores e geração distribuída fotovoltaica influenciaram no comportamento do sistema de distribuição, principalmente no quesito

minimização de perdas, que era o objetivo principal da metodologia proposta.

Verificou-se que a aplicação do Algoritmo Genético se mostrou eficiente na resolução do problema, trazendo uma redução de perdas, em relação ao Caso Base, de 0,002618 p.u. para 0,001862 p.u. (28,9%) no Caso 1, 0,001483 p.u. (43,4%) no Caso 2 e 0,001130 p.u. (56,8%) no Caso 3. Assim, analisando os resultados, concluiu-se que o Caso 3 apresentou a melhor solução. A redução de perdas gerada pelo método proposto é de grande interesse para as concessionárias de energia, visto que implica na redução de custos.

Também notou-se uma melhora do perfil de tensão nos casos contemplados pelo AG em relação ao Caso Base. Esse aspecto também é de grande importância para as concessionárias, visto que também melhora seus índices de avaliação frente à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sugestão de Trabalhos Futuros

Como possíveis trabalhos futuros neste tema, pode-se apontar:

- Incluir a Geração Distribuída na alocação ótima e introduzir outras fontes, como por exemplo, energia eólica;
- Instalar reguladores de tensão no sistema;
- Fazer uma análise mais profunda no que se refere à Qualidade de Energia, verificando os impactos da inserção da geração distribuída;
- Fazer uma análise de viabilidade econômica, modificando a função objetivo para inserir o preço da energia elétrica em cada período do dia e contabilizar o custo de instalação dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

- AGÜERO, J. R.; STEFFEL, S. J. Integration challenges of photovoltaic distributed generation on power distribution systems. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, p. 1-6, 2011.
- AI, W. L.; SHAREEF, H.; IBRAHIM, A. A.; MOHAMED, A. Optimal battery placement in photovoltaic based distributed generation using binary firefly algorithm for voltage rise mitigation. IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kuching, p. 155-158, 2014.
- ANEEL. Geração Distribuída. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>
- CARDOSO, J. B. Reconfiguração Ótima para Cortes de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 19, n. 4, p. 764-773, 2004.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P. Microgrids and Active Distribution Networks. [S.l.]: IET, 2009.
- CPFL. Horário de Pico. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/Paginas/horario-de-pico.aspx>>
- EL-ELA, A. A. A.; EL-SEHIEMY, R. A.; ABBAS, A. S. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Water Cycle Algorithm. [S.l.]: IEEE Systems Journal, vol. 12, n. 4, p. 3629-3636, 2018.
- EPE. Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese/Ano Base 2018. Rio de Janeiro, 2019.
- FARSADI, M.; SATTARPOUR, T.; NEJADI, A. Y. Optimal placement and operation of BESS in a distribution network considering the net present value of energy losses cost. 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa, p. 434-439, 2015.

FRANCO, J. F. et al. Optimal Conductor Size Selection and Reconductoring in Radial Distribution Systems Using a Mixed-Integer LP Approach. [S.l.]: IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 1, p. 10-20, 2013.

GOLDBERG, D. Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning. Addison-Wesley, 1989.

GUERRERO, J. M. et al. Distributed Generation - Toward a New Energy Paradigm. [S.l.]: IEEE Industrial Electronics Magazine, 2010.

INEE. O que é Geração Distribuída. [S.l.], 2019. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>

KONGTONPISAN, S.; CHAITUSANEY, S. Impact of Grid-Connected Photovoltaic System on total system losses with consideration of capacitor bank setting using Genetic algorithm. The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand, Khon Kaen, p. 885-888, 2011.

LEE, C. S.; AYALA, H. V. H.; COELHO, L. S. Capacitor placement of distribution systems using particle swarm optimization approaches. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 64, p. 839-851, 2015.

LIU, B. et al. Control strategy of BESS for smoothing fluctuation of photovoltaic power based on fuzzy control theory. Chinese Automation Congress (CAC), Jinan, p. 2744-2749, 2017.

MACEDO, L. H. et al. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 6, n. 6, p. 2825-2836, 2015.

MORI, H.; TSUNOKAWA, S. Variable neighborhood tabu search for capacitor placement in distribution systems. IEEE International Symposium on Circuits and Systems, Kobe, v. 5, p. 4747-4750, 2005.

PEREIRA JUNIOR, B. R. et al. Optimal Distributed Generation and Reactive Power Allocation in Electrical Distribution Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 7, n. 3, p. 975-984, 2016.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. 1st ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PIMENTEL FILHO, M. C.; LACERDA, E. G. M.; MEDEIROS JUNIOR, M. F. Capacitor Placement Using Ant Colony Optimization and Gradient. 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Curitiba, p. 1-4, 2009.

ROCHA, B. C. et al. Economic evaluation of photovoltaic microgeneration in the Southeast region of Brazil. Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niteroi, p. 1-6, 2018.

ROOT, C. et al. Using battery energy storage to reduce renewable resource curtailment. IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, p. 1-5, 2017.

SZULTKA, A.; MAŁKOWSKI, R. Selection of optimal location and rated power of capacitor banks in distribution network using genetic algorithm. 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Kouty nad Desnou, p. 1-6, 2017.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Tabela 11: Dados das Linhas.

Nó inicial	Nó final	$R(p.u.)$	$X(p.u.)$	$\bar{I}_{ij}(p.u.)$
1	2	0,000312	0,000749	0,0550
2	3	0,000312	0,000749	0,0550
3	4	0,000062	0,000062	0,0550
3	5	0,002745	0,006738	0,0100
4	6	0,000936	0,002246	0,0550
4	7	0,002745	0,006738	0,0150
5	8	0,039931	0,097644	0,0100
6	9	0,015661	0,018343	0,0450
6	10	0,002121	0,005241	0,0300
7	11	0,039931	0,097644	0,0150
8	12	0,248197	0,082046	0,0100
9	13	0,228357	0,116300	0,0450
10	14	0,053096	0,129964	0,0300
11	15	0,065699	0,076743	0,0150
12	16	0,043800	0,014475	0,0100
13	17	0,237778	0,121104	0,0450
14	18	0,180814	0,442425	0,0300
15	19	0,018967	0,019030	0,0150
16	20	0,218998	0,072375	0,0100
17	21	0,057526	0,029324	0,0450
18	22	0,051287	0,125471	0,0200
19	23	0,001123	0,001310	0,0100
20	24	0,523473	0,175697	0,0100
21	25	0,030760	0,015661	0,0450
21	26	0,057900	0,029512	0,0100
23	27	0,454405	0,530898	0,0100
24	28	1,065.664	0,352268	0,0050
25	29	0,510995	0,168897	0,0250

Nó inicial	Nó final	$R(p.u.)$	$X(p.u.)$	$\bar{I}_{ij}(p.u.)$
25	30	0,108563	0,055280	0,0400
26	31	0,207081	0,069505	0,0050
27	32	0,193417	0,226048	0,0100
28	33	0,919666	0,304039	0,0050
29	34	0,116799	0,038621	0,0250
30	35	0,126657	0,064514	0,0300
32	36	0,025581	0,029824	0,0100
34	37	0,443860	0,146685	0,0200
34	38	0,125534	0,038122	0,0100
35	39	0,177320	0,090282	0,0350
36	40	0,005740	0,007238	0,0100
37	41	0,642643	0,212135	0,0150
37	42	0,461330	0,152487	0,0100
38	43	0,002932	0,000873	0,0050
39	44	0,175510	0,089408	0,0350
40	45	0,067945	0,085665	0,0100
41	46	0,651378	0,215254	0,0150
42	47	0,002932	0,000998	0,0050
44	48	0,992041	0,332989	0,0350
45	49	0,000562	0,000749	0,0100
46	50	0,660113	0,218124	0,0150
48	51	0,488970	0,164092	0,0350
50	52	0,122664	0,040555	0,0200
51	53	0,189798	0,062767	0,0350
52	54	0,233598	0,077242	0,0100
53	55	0,240898	0,073124	0,0350
54	56	0,002932	0,000998	0,0150
55	57	0,316642	0,161285	0,0250
56	58	0,204398	0,067571	0,0150
57	59	0,060770	0,030947	0,0250
58	60	0,131399	0,043425	0,0150
59	61	0,090469	0,046046	0,0250
60	62	0,213133	0,070441	0,0150

Nó inicial	Nó final	$R(p.u.)$	$X(p.u.)$	$\bar{I}_{ij}(p.u.)$
61	63	0,443299	0,225799	0,0200
62	64	0,008735	0,002870	0,0100
63	65	0,649506	0,330805	0,0100
64	66	0,099267	0,032818	0,0100
66	67	0,216065	0,071439	0,0100
67	68	0,467195	0,154422	0,0050
68	69	0,192731	0,063703	0,0050
69	70	0,108064	0,035689	0,0050

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12: Dados das Barras 1 a 30.

Barra	$P(p.u.)$	$Q(p.u.)$	Barra	$P(p.u.)$	$Q(p.u.)$
1	0,000001	0,000001	16	0,000000	0,000000
2	0,000000	0,000000	17	0,000404	0,000300
3	0,000000	0,000000	18	0,003847	0,002745
4	0,000000	0,000000	19	0,000240	0,000170
5	0,000260	0,000186	20	0,000000	0,000000
6	0,000000	0,000000	21	0,000750	0,000540
7	0,000260	0,000186	22	0,003847	0,002745
8	0,000260	0,000186	23	0,000240	0,000170
9	0,000000	0,000000	24	0,000140	0,000100
10	0,000000	0,000000	25	0,000300	0,000220
11	0,000260	0,000186	26	0,000405	0,000283
12	0,000000	0,000000	27	0,000012	0,000010
13	0,000026	0,000022	28	0,000195	0,000140
14	0,000790	0,000564	29	0,000280	0,000190
15	0,000000	0,000000	30	0,000044	0,000035

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13: Dados das Barras 31 a 70.

Barra	$P(p.u.)$	$Q(p.u.)$	Barra	$P(p.u.)$	$Q(p.u.)$
31	0,000036	0,000027	51	0,000000	0,000000
32	0,000000	0,000000	52	0,000455	0,000300
33	0,000060	0,000040	53	0,001000	0,000720
34	0,001450	0,001040	54	0,000600	0,000350
35	0,000264	0,000190	55	0,000000	0,000000
36	0,000060	0,000043	56	0,000600	0,000350
37	0,001450	0,001040	57	0,012440	0,008880
38	0,000180	0,000130	58	0,000000	0,000000
39	0,000240	0,000172	59	0,000320	0,000230
40	0,000000	0,000000	60	0,000010	0,000006
41	0,000080	0,000055	61	0,000000	0,000000
42	0,000280	0,000200	62	0,001140	0,000810
43	0,000180	0,000130	63	0,002270	0,001620
44	0,000000	0,000000	64	0,000053	0,000035
45	0,000392	0,000263	65	0,000590	0,000420
46	0,000080	0,000055	66	0,000000	0,000000
47	0,000280	0,000200	67	0,000280	0,000200
48	0,000000	0,000000	68	0,000000	0,000000
49	0,000392	0,000263	69	0,000140	0,000100
50	0,000000	0,000000	70	0,000140	0,000100

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 14: Fatores Multiplicadores das Cargas.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Fator	0,22	0,40	0,41	0,41	0,41	0,41	0,42	0,44	0,50	0,47	0,53	0,56
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Fator	0,56	0,61	0,67	0,64	0,78	0,89	0,92	1,00	0,94	0,83	0,61	0,50

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE B – DADOS DAS GERAÇÕES DO ALGORITMO GENÉTICO

Tabela 15: Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 1.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	1	2	3	4	5	6
1	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
2	0,00214	0,00213	0,00213	0,00213	0,00213	0,00211
3	0,00226	0,00226	0,00210	0,00210	0,00210	0,00210
4	0,00214	0,00204	0,00204	0,00204	0,00204	0,00204
5	0,00213	0,00213	0,00213	0,00213	0,00212	0,00212
6	0,00217	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200
7	0,00210	0,00210	0,00210	0,00210	0,00210	0,00210
8	0,00219	0,00219	0,00219	0,00219	0,00219	0,00219
9	0,00223	0,00223	0,00200	0,00191	0,00191	0,00191
10	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 16: Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 1.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	7	8	9	10	11	12
1	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
2	0,00211	0,00211	0,00211	0,00211	0,00211	0,00211
3	0,00210	0,00199	0,00199	0,00199	0,00199	0,00199
4	0,00204	0,00204	0,00204	0,00204	0,00200	0,00200
5	0,00212	0,00212	0,00209	0,00209	0,00198	0,00198
6	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200
7	0,00210	0,00210	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
8	0,00219	0,00219	0,00219	0,00213	0,00204	0,00204
9	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
10	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193	0,00191	0,00191

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 17: Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 1.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	13	14	15	16	17	18
1	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
2	0,00211	0,00211	0,00211	0,00210	0,00210	0,00196
3	0,00199	0,00199	0,00199	0,00199	0,00191	0,00191
4	0,00200	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193	0,00193
5	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
6	0,00200	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187
7	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
8	0,00204	0,00204	0,00193	0,00193	0,00191	0,00191
9	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
10	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18: Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 1.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	19	20	21	22	23	24
1	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
2	0,00196	0,00195	0,00195	0,00195	0,00194	0,00192
3	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
4	0,00193	0,00193	0,00193	0,00192	0,00192	0,00192
5	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198	0,00191	0,00191
6	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187
7	0,00198	0,00198	0,00196	0,00196	0,00196	0,00196
8	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
9	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
10	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 19: Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 1.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	25	26	27	28	29	30
1	0,00191	0,00186	0,00186	0,00186	0,00186	0,00186
2	0,00192	0,00190	0,00190	0,00190	0,00190	0,00190
3	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
4	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
5	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
6	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187
7	0,00196	0,00196	0,00196	0,00196	0,00196	0,00196
8	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
9	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191	0,00191
10	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187	0,00187

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 20: Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 2.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	1	2	3	4	5	6
1	0,002213	0,002213	0,002213	0,002213	0,002213	0,002213
2	0,002123	0,002062	0,002062	0,002062	0,002062	0,002062
3	0,002189	0,002189	0,002170	0,002170	0,002056	0,002056
4	0,002166	0,002166	0,002060	0,002060	0,002025	0,002025
5	0,002165	0,002165	0,002107	0,002092	0,002092	0,002092
6	0,002202	0,002159	0,002159	0,002025	0,002025	0,002025
7	0,001730	0,001730	0,001730	0,001730	0,001730	0,001730
8	0,002254	0,002254	0,002254	0,002156	0,002156	0,001957
9	0,002136	0,002136	0,002136	0,002136	0,002051	0,002051
10	0,002060	0,002060	0,002060	0,002060	0,002060	0,001991
11	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
12	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901
13	0,002363	0,002363	0,002363	0,002363	0,002235	0,002235
14	0,002090	0,002090	0,002090	0,002090	0,002090	0,002090
15	0,002107	0,002107	0,002107	0,002060	0,002060	0,002060

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 21: Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 2.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	7	8	9	10	11	12
1	0,002213	0,002154	0,002154	0,002154	0,002154	0,002154
2	0,002062	0,002062	0,002062	0,001972	0,001972	0,001972
3	0,002056	0,002056	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
4	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
5	0,001924	0,001924	0,001924	0,001901	0,001901	0,001901
6	0,002025	0,002025	0,001947	0,001947	0,001882	0,001882
7	0,001730	0,001730	0,001730	0,001730	0,001730	0,001687
8	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957
9	0,002051	0,002004	0,001988	0,001988	0,001988	0,001988
10	0,001991	0,001940	0,001940	0,001882	0,001882	0,001882
11	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
12	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901
13	0,002235	0,002235	0,002235	0,002235	0,002235	0,002133
14	0,002090	0,001882	0,001882	0,001882	0,001535	0,001535
15	0,001971	0,001882	0,001882	0,001882	0,001535	0,001535

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 22: Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 2.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	13	14	15	16	17	18
1	0,002154	0,002154	0,002154	0,002154	0,002154	0,002154
2	0,001972	0,001972	0,001972	0,001972	0,001972	0,001972
3	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
4	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
5	0,001901	0,001901	0,001901	0,001899	0,001899	0,001899
6	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
7	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687
8	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957
9	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
10	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
11	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
12	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901
13	0,002133	0,002133	0,002133	0,002133	0,002133	0,001535
14	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
15	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001518	0,001518

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 23: Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 2.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	19	20	21	22	23	24
1	0,002148	0,001931	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
2	0,001972	0,001972	0,001972	0,001972	0,001972	0,001940
3	0,001882	0,001875	0,001875	0,001875	0,001875	0,001875
4	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
5	0,001899	0,001899	0,001899	0,001899	0,001899	0,001899
6	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
7	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687
8	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957
9	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
10	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
11	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
12	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901	0,001901
13	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
14	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
15	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 24: Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 2.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	25	26	27	28	29	30
1	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
2	0,001940	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
3	0,001875	0,001875	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687
4	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
5	0,001899	0,001899	0,001851	0,001851	0,001851	0,001821
6	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
7	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687	0,001687
8	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957	0,001957
9	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001873
10	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882	0,001882
11	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
12	0,001875	0,001875	0,001875	0,001875	0,001875	0,001875
13	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
14	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535	0,001535
15	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518	0,001518

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 25: Perdas no sistema nas gerações 1 a 6 para cada indivíduo - Caso 3.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	1	2	3	4	5	6
1	0,002032	0,002032	0,002032	0,002032	0,001934	0,001934
2	0,001777	0,001777	0,001777	0,001777	0,001589	0,001589
3	0,00192	0,001887	0,001887	0,001887	0,001887	0,001754
4	0,002152	0,002152	0,002152	0,002073	0,002073	0,002069
5	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983
6	0,001927	0,001859	0,001821	0,001821	0,001821	0,001821
7	0,002143	0,002143	0,002085	0,002085	0,002085	0,001837
8	0,001718	0,001718	0,001718	0,001718	0,001718	0,001664
9	0,001625	0,001625	0,001625	0,001625	0,001625	0,001625
10	0,002204	0,002204	0,002204	0,002204	0,001589	0,001589
11	0,002254	0,002254	0,002201	0,002201	0,002115	0,002115
12	0,001765	0,001765	0,001765	0,001765	0,001765	0,001765
13	0,002093	0,002093	0,002093	0,001821	0,001821	0,001821
14	0,001644	0,001644	0,001644	0,001644	0,001644	0,001644
15	0,001611	0,001611	0,001611	0,001611	0,001611	0,001611
16	0,002136	0,002109	0,002109	0,002109	0,002109	0,002109
17	0,002089	0,002089	0,002089	0,00205	0,001967	0,001967
18	0,002038	0,002038	0,002038	0,002038	0,002038	0,001982
19	0,002085	0,002085	0,002085	0,002073	0,002073	0,002073
20	0,001639	0,001639	0,001639	0,001639	0,001639	0,001639

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26: Perdas no sistema nas gerações 7 a 12 para cada indivíduo - Caso 3.

Perdas em cada Geração (p.u.)						
Indivíduo	7	8	9	10	11	12
1	0,001835	0,001835	0,001835	0,001541	0,001528	0,001528
2	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589	0,001528	0,001528
3	0,001754	0,001736	0,001736	0,001541	0,001541	0,001541
4	0,002069	0,002022	0,001995	0,001995	0,001757	0,001757
5	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983	0,001983
6	0,001821	0,001704	0,001704	0,001704	0,001704	0,001551
7	0,001608	0,001528	0,001528	0,001528	0,001528	0,001528
8	0,001664	0,00165	0,00165	0,00165	0,001602	0,001545
9	0,001625	0,001625	0,001625	0,001507	0,001507	0,001507
10	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589
11	0,002115	0,002115	0,002115	0,002115	0,002115	0,001729
12	0,001765	0,001765	0,00161	0,00161	0,00161	0,001511
13	0,001821	0,001821	0,001821	0,001821	0,00161	0,00161
14	0,001644	0,001644	0,001541	0,001541	0,001528	0,001528
15	0,001611	0,001572	0,001572	0,001572	0,001528	0,001528
16	0,002109	0,002109	0,002109	0,002063	0,002063	0,002009
17	0,001967	0,001967	0,001967	0,001967	0,001589	0,001589
18	0,001611	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589	0,001589
19	0,001723	0,001701	0,001701	0,001628	0,001628	0,001605
20	0,001564	0,001564	0,001564	0,001564	0,001528	0,001528

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27: Perdas no sistema nas gerações 13 a 18 para cada indivíduo - Caso 3.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	13	14	15	16	17	18
1	0,001528	0,001528	0,001528	0,001464	0,001464	0,001464
2	0,001528	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
3	0,001541	0,001541	0,001514	0,001514	0,001514	0,001459
4	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511	0,001474	0,00146
5	0,001967	0,001599	0,001599	0,001599	0,001599	0,001592
6	0,001551	0,001551	0,001551	0,001507	0,001507	0,001507
7	0,001528	0,001528	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
8	0,001545	0,001545	0,001545	0,001489	0,001489	0,001476
9	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507
10	0,001589	0,001589	0,001497	0,001497	0,001497	0,001497
11	0,001729	0,001729	0,001729	0,001729	0,001729	0,001729
12	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511
13	0,00161	0,00161	0,00161	0,00161	0,001459	0,001459
14	0,001528	0,001528	0,001528	0,001528	0,001459	0,001459
15	0,001528	0,001528	0,001528	0,00151	0,001497	0,001497
16	0,002009	0,001747	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
17	0,001589	0,001589	0,0015	0,0015	0,0015	0,001497
18	0,001589	0,001589	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
19	0,001605	0,001599	0,00158	0,001506	0,001506	0,001506
20	0,001528	0,001528	0,001483	0,001483	0,001483	0,001464

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 28: Perdas no sistema nas gerações 19 a 24 para cada indivíduo - Caso 3.

Perdas em cada Geração (p.u.)						
Indivíduo	19	20	21	22	23	24
1	0,001464	0,001464	0,001464	0,001454	0,001454	0,001454
2	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
3	0,001459	0,001459	0,001459	0,001454	0,001445	0,001445
4	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
5	0,001505	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
6	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507
7	0,001459	0,001459	0,001459	0,001445	0,001437	0,001437
8	0,001476	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
9	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507	0,001507
10	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442
11	0,001447	0,001447	0,001447	0,001447	0,001437	0,001437
12	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511	0,001511
13	0,001459	0,001452	0,001452	0,001452	0,001447	0,001447
14	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
15	0,001497	0,001497	0,001497	0,001497	0,001442	0,001442
16	0,00151	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
17	0,001497	0,001497	0,001497	0,001497	0,001495	0,001495
18	0,00151	0,00151	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
19	0,001506	0,001506	0,001506	0,001506	0,001506	0,001506
20	0,001464	0,001464	0,001445	0,001445	0,001445	0,001445

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 29: Perdas no sistema nas gerações 25 a 30 para cada indivíduo - Caso 3.

Indivíduo	Perdas em cada Geração (p.u.)					
	25	26	27	28	29	30
1	0,001454	0,001454	0,001445	0,001445	0,001437	0,001437
2	0,001454	0,001454	0,001454	0,001454	0,001445	0,001442
3	0,001445	0,001445	0,001445	0,001445	0,001445	0,001445
4	0,001459	0,001454	0,001454	0,001454	0,001454	0,001442
5	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
6	0,001507	0,001506	0,001495	0,001454	0,001445	0,001445
7	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
8	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001442
9	0,001495	0,001495	0,001495	0,001495	0,001495	0,001437
10	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442
11	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
12	0,001511	0,001506	0,001506	0,001506	0,001442	0,001442
13	0,001447	0,001447	0,001447	0,001442	0,001442	0,001442
14	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459	0,001459
15	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442
16	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
17	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001442	0,001437
18	0,001459	0,001445	0,001437	0,001437	0,001437	0,001437
19	0,001506	0,001506	0,001506	0,001447	0,001447	0,001447
20	0,001445	0,001445	0,001445	0,001437	0,001437	0,001437

Fonte: Elaborado pelo autor.