

111Equation Chapter 1 Section 1

## **Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI**

### **Aplicação de Modelo Multiobjetivo de Alocação de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição Considerando Obras de Conexão da Rede**

**PAULO SÉRGIO ZANIN JÚNIOR (1); GELSON ANTÔNIO ANDRÉA BRIGATTO (2); LINA PAOLA GARCES  
NEGRETE (2);  
ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS (1); UFG (2);**

## **RESUMO**

A geração distribuída cresce de maneira relevante no Brasil, modificando o setor elétrico em suas diversas esferas. Este trabalho aplica um modelo de otimização multiobjetivo referente a empreendimentos de geração distribuída, considerando aspectos técnicos e econômicos. Tal modelo permite encontrar um conjunto de configurações para alocação de empreendimentos de geração distribuída, utilizando um algoritmo genético e a métrica Maximin para formação de um conjunto-Pareto de soluções, e, por meio de critérios de tomada de decisão, escolher uma dessas configurações como solução do problema.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Geração Distribuída, Algoritmos Genéticos, Métrica Maximin, Otimização Multiobjetivo.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A GD é uma fonte de energia elétrica conectada à rede de distribuição em uma unidade consumidora (UC) que é suficientemente menor que as grandes plantas de geração [ CITATION Gon05 \l 1046 ]. No Brasil, esta modalidade de geração é atualmente definida via resoluções normativas (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 482/2012, 687/2015 e 786/2017, sendo classificada em microgeração distribuída (microGD) – de 0 a 75 kW – e minigeração distribuída (miniGD) – de 75 kW a 5 MW – com três categorias de compensação para além da própria UC geradora: empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto [ CITATION ANEELRN482 \l 1033 ], [ CITATION Agê15 \l 1033 ], [ CITATION Agê17 \l 1033 ]. Além disso o trâmite de acesso ficou regulamentado por meio do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL [ CITATION PRODIST3 \l 1033 ].

A GD apresenta-se no mercado brasileiro como uma alternativa à geração centralizada e distante dos centros de carga, sendo, portanto, uma resposta a vários fatores que pressionam a busca por formas diferentes de aumentar a oferta de energia e por tecnologias de conversão de pequeno porte, baixo impacto ambiental, mais eficientes e que reduzam custos [ CITATION Zil12 \l 1046 ]. Além disso, a GD no Brasil, que já ultrapassou a marca histórica de 1 GW de potência instalada [ CITATION ANE19 \l 1033 ], vence, gradativamente, os conhecidos desafios em países em desenvolvimento: incertezas regulatórias; falta de acesso a financiamentos; falta de informação, padronização de equipamentos e mão-de-obra capacitada; e barreiras fiscais de importação [ CITATION REN17 \l 1033 ].

Entretanto, a inserção deste tipo de fonte – em geral intermitente – agrega grande complexidade na integração

devido a: múltiplos cenários operacionais, sazonalidade de fontes primárias, necessidade de reajustes de proteção devido a fluxos bidirecionais, aumento dos níveis de curto-circuito na vizinhança do ponto de conexão da GD, etc., especialmente em uma rede planejada para operar radialmente, como as redes de distribuição no Brasil,

Este trabalho, portanto, se insere neste contexto, no qual a GD é vista como uma resposta a fatores energéticos, mercadológicos e socioambientais. Propõe-se uma metodologia de alocação de empreendimentos de GD, por meio de um modelo de otimização multiobjetivo envolvendo um aspecto técnico de interesse da Companhia de Distribuição (CoDis) – redução de perdas ativas de energia – e um aspecto econômico de interesse do empreendedor da GD – o custo de implantação do seu empreendimento, considerando os custos de conexão.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: no capítulo 2 são apresentados os principais conceitos necessários para compreensão do trabalho; no capítulo 3 é apresentado o modelo matemático e de otimização; no capítulo 4 são apresentados os resultados de aplicação do modelo em dois casos; e no capítulo 5, faz-se a conclusão do trabalho.

212Equation Chapter (Next) Section 1

## 2.0 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica cobrirá os seguintes conceitos: 2.1 Fluxo de potência, uma das análises técnicas de maior importância para o cálculo de impacto da GD na rede; 2.2 Custo de implantação, um importante componente da análise econômica da GD; 2.3 Otimização multiobjetivo e dominância, conceitos utilizados quando dois objetivos são analisados concomitantemente; 2.4 Métrica Maximin, método selecionado para elaboração da fronteira de Pareto; e 2.5 Algoritmos genéticos (AG), a meta-heurística selecionada para realizar o processo de otimização.

### 2.1 Fluxo de potência

O problema fluxo de potência em sistemas elétricos de potência consiste em encontrar todas as variáveis (módulos e fases das tensões/correntes e potências ativa, reativa e aparente) do sistema elétrico em qualquer um dos equipamentos desta rede em regime permanente para avaliar a condição operativa do sistema em um determinado momento [ CITATION Mon83 \l 1033 ]. O fluxo de potência é ferramenta fundamental para diversos estudos e análises de planejamento, proteção e operação do sistema [CITATION Zan19 \l 1033 ].

Há diversos métodos matemáticos para solucionar o problema do fluxo de potência. Foi selecionado para este trabalho o método de soma de potências (MSP), dado que ele é eficiente para redes radiais de distribuição de energia [ CITATION Bro88 \l 1033 ]. O método foi aplicado conforme descrito em Brigatto (2011) e Zanin Júnior (2019), por meio da solução iterativa de dois subsistemas via processos de varredura inversa, que acumula potência ativa e reativa nas barras, e direta, que corrige as tensões nas barras (varredura *backward-forward*). O MSP, portanto, permite, com o uso de álgebra e solução de equação de 4º grau reduzível à equação de 2º grau, encontrar a solução do problema do fluxo de potência, convergindo, em geral, com poucas iterações.

### 2.2 Custo de implantação

O custo de implantação ( $C_I$ ) de um conjunto de empreendimentos de GD pode ser definido como a soma de duas componentes. A primeira componente é referente ao custo de instalação ( $C_{Ins}$ ) de cada um dos empreendimentos. Neste trabalho, utilizam-se os valores médios por tecnologia de 2018 publicados por IRENA (2019), que estão apresentados na TABELA 1, juntamente com custos fixos de operação e manutenção anuais ( $C_{o\wedge m}$ ) e fator de capacidade para as tecnologias de GD utilizadas nos estudos de caso deste trabalho, ambos baseados nos dados publicados por IRENA (2019).

TABELA 1 –  $C_{Ins}$ ,  $C_{o\wedge m}$  e fator de capacidade médios por tecnologia de geração [ CITATION IRE19 \l 1033 ].

Tecnologia	$C_{Ins}$ (USD/kWp)	$C_{o\wedge m}$ (USD/kWp)	Fator de Capacidade (%)
------------	------------------------	------------------------------	-------------------------

Fotovoltaica	1210	14,5	18
Eólica (onshore)	1497	62,5	34
Hidráulica	1492	44,76	47
Bioenergia	3976	159,04	84

A segunda componente do custo de implantação é o custo de conexão ( $C_{Con}$ ), referente às possíveis obras de adequação, melhoria e reforço da rede necessárias para integração dos empreendimentos de GD sem comprometimento da operação da rede. Em geral, nas empresas de distribuição do Brasil, essas obras são definidas por um engenheiro eletricista no âmbito do planejamento da distribuição após diversas análises e, devido ao grande número de pedidos de conexão de geração distribuída, dá-se preferência à análise comparativa entre os 4 cenários mais críticos de fluxo de potência: carga leve – geração máxima, carga leve – geração mínima, carga pesada – geração máxima e carga pesada – geração mínima.

A partir dos resultados das simulações de fluxo de potência, verifica-se se há alguma perturbação prejudicial ao sistema de potência. As perturbações mais analisadas são: variação rápida de tensão acima de determinado valor limite (em geral as distribuidoras brasileiras adotam 5%) entre cenários de geração máxima e mínima, sem alteração do cenário de carga (especialmente devido à intermitência das fontes renováveis); violação do limite superior de tensão de 1,05 p.u. [ CITATION PRODIST8 \l 1033 ] no cenário de carga leve – geração máxima; ultrapassagem da ampacidade dos cabos em todos os cenários.

Esta componente de custo possui uma forte influência técnica e, de certa forma, norteia o empreendedor de GD a buscar pontos com mais carga/redes mais robustas de forma a minimizar ou mesmo nulificar esta componente. Portanto, quanto maiores forem as perturbações no sistema elétrico ocasionadas pelas GD, maior será o custo das obras de conexão, que podem ser desde um regulador de tensão/recondutoramento de trecho do alimentador à construção de novo alimentador exclusivo/implantação de novos transformadores em subestações, etc.

### 2.3 Otimização multiobjetivo e dominância

A otimização multiobjetivo é definida como um problema de minimização de um conjunto de funções-objetivo que são conflitantes entre si. Em termos matemáticos, esse problema pode ser escrito de acordo com a equação (1).

minimizar  $F(x)$ ,  $F = [f_1, f_2, \dots, f_{n_f}]$ ,  $x = [x_1, x_2, \dots, x_{n_x}]$

$$\text{sujeito a } \begin{cases} g_i(x_j) = 0, \quad i = 1, \dots, n_g \\ h_i(x_j) \leq 0, \quad i = 1, \dots, n_h \\ x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ j \in 1, 2, \dots, n_x \end{cases} \quad (1)$$

Em que  $f_1, f_2, \dots, f_{n_f}$  são as  $n_f$  funções-objetivo;  $x_1, x_2, \dots, x_{n_x}$  são as  $n_x$  variáveis das  $n_f$  funções-objetivo;  $g_1, g_2, \dots, g_{n_g}$  são as  $n_g$  funções que representam restrições de igualdade;  $h_1, h_2, \dots, h_{n_h}$  são as  $n_h$  funções que representam restrições de desigualdade; e  $x_{\min}$  e  $x_{\max}$  são os limites das restrições de fronteira para o vetor de variáveis  $x$  [ CITATION Zan19 \l 1033 ].

Na resolução de problemas de otimização multiobjetivo, encontram-se soluções que satisfazem as restrições, porém, não é possível definir um ponto ótimo, já que a melhora em uma avaliação de uma função-objetivo causa uma piora em uma avaliação de outra função-objetivo, dado que elas são conflitantes. Para isso, define-se o conceito de dominância de Pareto: um conjunto de pontos ótimos no qual uma solução não pode melhorar uma de suas avaliações de uma função-objetivo sem degradar as avaliações de outras funções objetivo. O conjunto dessas soluções, ditas não-dominadas ou soluções de Pareto, é denominado conjunto de Pareto ou fronteira de Pareto.

1USD = United States Dollars, dólares estadunidenses.

## 2.4 Métrica Maximin, Espalhamento da fronteira de Pareto

A métrica Maximin é uma técnica capaz de classificar, numericamente, uma solução em dominada ou não-dominada e por trazer informação numérica do grau de aglomeração da solução não-dominada, podendo ser escrita de acordo com a equação (2).

$$Maximin_i = \max \left\{ \min_{\substack{j=1, \dots, Npop \\ j \neq i}} \left\{ f_1^i - f_1^j, \dots, f_{n_f}^i - f_{n_f}^j \right\} \right\}, i \in [1, NPop]$$

(2)

Em que  $Npop$  é o número de indivíduos da população e  $i$  é o índice que representa o indivíduo da população. Os indivíduos que possuem valor negativo na métrica Maximin são soluções não-dominadas (fronteira de Pareto) e quanto mais negativo for o seu Maximin, menos aglomerada a solução está em relação às outras soluções de Pareto. Um detalhamento matemático maior sobre esta técnica, exemplificações, bem como suas vantagens podem ser encontrados em Li (2004), Brigatto (2011), Menchaca-Mendez & Coello (2013), Zanin Júnior (2019).

Uma medida importante da fronteira de Pareto é o seu espalhamento, ou seja, o quão bem distribuídas estão as soluções na fronteira. A distribuição das soluções na fronteira é melhor quanto mais o espalhamento se aproxima de zero, o que é um indicio de que o processo de otimização trabalhou em todo o espaço de busca. O espalhamento da fronteira de Pareto,  $S$ , é calculado conforme equação (3), na qual  $I$  é o número de soluções na fronteira de Pareto.

$$S = \sqrt{\frac{1}{I-1} \sum_{i=1}^I (\bar{d} - d_i)^2}, d_i = \min_{\substack{j=1, \dots, I \\ j \neq i}} \left\{ |f_1^i - f_1^j| + |f_2^i - f_2^j| + \dots + |f_{n_f}^i - f_{n_f}^j| \right\}, i \in [1, I]$$

(3)

## 2.5 Algoritmos genéticos

Os AG são parte da computação evolucionária, cujo princípio básico é o de utilizar um conjunto de soluções iniciais para resolução do problema, e não apenas uma, como é o caso dos algoritmos clássicos de cálculo numérico [ CITATION Eng07 \l 1033 ]. Eles são inspirados na teoria da evolução de Charles Robert Darwin (1809 – 1882) e surgem com o trabalho de John Henry Holland (1929 – 2015) na década de 80, sendo aplicados a diversas áreas do conhecimento na atualidade para resolução de problemas complexos e não facilmente solucionáveis com algoritmos clássicos. A TABELA 2 apresenta a correspondência entre termos da linguagem biológica e da linguagem computacional dos AG. Vale destacar que para descrever o funcionamento de um AG, em geral se utilizam ambas as linguagens de maneira intercambiável.

TABELA 2 - Correspondência entre linguagem biológica e linguagem computacional [ CITATION Zan19 \l 1033 ]

Linguagem biológica	Linguagem computacional
Cromossomo	Indivíduo, <i>string</i>
Gene, material genético, genótipo	Característica
Alelo	Valor
Locus	Posição
Fenótipo	Avaliação
Geração	Iteração
Pai	Indivíduo selecionado para gerar indivíduos para a iteração sucessora
Filho, Prole	Indivíduo(s) gerado(s) a cada iteração
População	Conjunto de indivíduos

## 3.0 - MODELO MATEMÁTICO E DE OTIMIZAÇÃO

O modelo matemático é descrito com base nas informações apresentadas nas seções 2.1, 2.2 e 2.3 e é composto por duas funções objetivos e restrições para o problema de alocação de empreendimentos de GD. A primeira função-objetivo são as perdas ativas de energia de um dia na rede de distribuição, as quais representam

o critério técnico de interesse da distribuidora. A segunda função-objetivo é o custo de implantação do empreendedor de GD, que é composto do custo de instalação e do custo de conexão e representa o critério econômico. As restrições estabelecidas são: violação da ampacidade dos cabos, violação de limite superior de tensão e variação rápida de tensão maiores que seus respectivos limites. Dessa maneira, o modelo matemático está expresso na equação 4.

$$\text{Minimizar: } \left\{ \begin{array}{l} E_{\text{Perdas}} = \sum_t \left[ \sum_{km} r_{km} \times I_{km}^2(t) \right] \\ C_I = C_{\text{Ins}} + C_{\text{Con}} \end{array} \right\}, \text{ Sujeito a } \left\{ \begin{array}{l} I_{km}(t) \leq A_{km} \\ V_k(t) \leq V_{\text{máx}} \\ \Delta V_k(t) \leq \Delta V_{\text{máx}} \\ k, m \in \Omega_B, t \in \Omega_T, e km \in \Omega_L \end{array} \right\}$$

(4)

Em que  $E_{\text{Perdas}}$  é a energia de perdas ativas em um dia (perdas técnicas diárias) em Wh,  $\Omega_T$  é o conjunto de intervalos de tempo de cada uma das simulações de fluxo de potência – que neste trabalho é um vetor horário de um dia [00:00 – 1:00, 1:00 – 2:00, ... 23:00 – 24:00],  $t$  é o indicador de horário,  $\Omega_L$  é o conjunto de ramos da rede elétrica de distribuição,  $r_{km}$  é a resistência em ohms do ramo  $km$ ,  $I_{km}(t)$  é a corrente no ramo  $km$  em amperes no horário  $t$ ,  $A_{km}$  é a ampacidade do ramo  $km$  em amperes,  $V_k(t)$  é a tensão em p.u. na barra  $k$  no horário  $t$ ,  $V_{\text{máx}}$  é o limite superior de tensão em p.u. – que é de 1.05 p.u. [ CITATION PRODIST8 \l 1033 ],  $\Delta V_k(t)$  é a variação rápida de tensão em p.u. na barra  $k$  no horário  $t$ ,  $\Delta V_{\text{máx}}$  é o limite de variação rápida de tensão permitida – que neste trabalho é de 0,05 p.u e  $\Omega_B$  é o conjunto de barras da rede elétrica de distribuição.

As simulações de fluxo de potência, conforme equação (4), são efetuadas 24 vezes para cada uma das possíveis soluções (simulações horárias) para se obter o valor de  $E_{\text{Perdas}}$ , considerando a curva de carga horária da rede de distribuição e também curvas típicas de geração, para cada uma das fontes, de acordo com o fator de capacidade da TABELA 1. Essas simulações também fornecem, conforme seção 2.1, os valores de tensão e corrente, a cada hora, que permitem a verificação das três restrições.

Existem diversas formas de tratar a violação das restrições: rejeição, penalização, conversão do problema com restrições em sem restrições, manutenção do espaço de busca na região de factibilidade, etc [ CITATION Zan19 \l 1033 ]. Como o custo de conexão é maior quanto maiores forem as violações para situações práticas de análise de conexão de GD, estas violações serão incorporadas neste custo e dessa forma a violação de restrições será inserida na forma de penalização – violar as restrições piora a avaliação do indivíduo em uma função-objetivo, a econômica. A título de exemplo, a FIGURA 1 apresenta uma dispersão de custo de conexão por potência da GD da Enel Distribuição Goiás, que mostra a não-linearidade e a dificuldade de previsão do valor desta função.

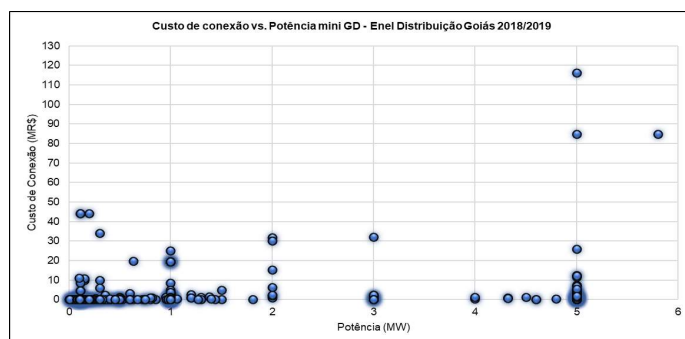


FIGURA 1 – Dispersão de custo de conexão para pedidos de acessantes GD da Enel Distribuição Goiás de janeiro/2018 a junho/2019 em função da potência da GD.

Conforme consta na seção 2.2, existem muitas variáveis que influenciam o custo das obras de conexão: nível de curto-circuito do ponto de conexão, perfil de carga do alimentador, configuração da subestação, esquema de

proteção, perfil de geração da fonte GD, etc. Esta função, custo de conexão, pode ser personalizada por cada CoDis, utilizando AG, redes neurais artificiais ou *machine learning* para o cálculo o seu cálculo.

Para este trabalho, foi elaborada uma função de custo de conexão que aumenta exponencialmente de acordo com o número de violações de corrente em relação ao tamanho do sistema e de acordo com o número de violações de tensão e/ou variação rápida de tensão em relação ao tamanho do sistema – estes foram agrupados devido a geralmente estarem associados a uma mesma obra para solução de problemas de tensão. Assim sendo, esta função está descrita pela equação (5), na qual  $N_B$  é o número de barras do sistema. Quando não há violação de tensão e/ou corrente, o seu respectivo termo se torna nulo.

$$C_{Con} = C_{Ins} \left[ e^{\frac{\max(\sum I_{km}(t) - I_{km}^{max})}{N_B}} - 1 \right] + C_{Ins} \times \left[ e^{\frac{\max(\sum V_k(t) - V_{max})}{N_B}, \frac{\max(\sum \Delta V_k(t) - \Delta V_{max})}{N_B}} - 1 \right] \begin{cases} \forall V_k(t) > V_{max} \\ \forall I_{km}(t) > I_{km}^{max} \\ \forall t \in \Omega_T \\ com k, m \in \Omega_B e km \in \Omega_L \end{cases}$$

Se não houver violação, =0

(5)

O custo de instalação é calculado pela equação (6), na qual  $N$  é o número de empreendimentos de GD que estão sendo alocados,  $n$  é o identificador do empreendimento de GD,  $C_{instal}^n$  é o custo de instalação em USD/kWp do empreendimento de acordo com sua tecnologia de geração (ver TABELA 1),  $NGD_n$  é o número de módulos de GD e  $PGD_n$  é a potência de cada um dos módulos de GD e.g.  $n=1$  indicia que se trata do empreendimento 1,  $NGD_1=5$  e  $PGD_1=300 kWp$  indicam que são 5 módulos de 300 kW, ou seja, uma GD de 1500 kWp.

$$C_{Ins} = \sum_{n=1}^N C_{instal}^n \times NGD_n \times PGD_n$$

(6)

O modelo de otimização baseia-se nas seções 2.3, 2.4 e 2.5 e utiliza os resultados do modelo matemático e para buscar as soluções do problema. O AG deste problema possui um cromossomo com  $N$  genes, sendo que cada gene possui número de barra e número de módulos de GD. Cada um dos genes está associado a uma fonte de geração, com sua associada potência modular, número máximo de módulos e conjunto de possíveis barras candidatas. As representações do cromossomo e dos atributos de cada gene estão apresentadas nas TABELA 3 e TABELA 4.

TABELA 3 – Exemplo de cromossomo do algoritmo genético

$n$ Genótipo	1	2	3	4
Barra Candidata	56	97	137	43
$NGD_n$	5	8	10	3

TABELA 4 – Exemplo de características associadas a cada gene do cromossomo apresentado na TABELA 3

$n$	Fonte	Barras Candidatas	$NGD_n$	$PGD_n$ (kWp)
1	Fotovoltaica - A	[22 56 120 190]	10	200
2	Eólica	[37 54 97 210 256]	2	1000
3	Hidráulica	[130 137]	3	500
4	Fotovoltaica - B	[12 43 89 136 200 233]	15	150

A população inicial é composta por indivíduos cujas barras e número de módulos de GD de seus cromossomos são escolhidos de maneira aleatória. A cada iteração, as funções-objetivo e as restrições são aplicadas à população. Caso alguma restrição seja violada, há uma penalização no custo de conexão, que compõe a função-

objetivo de custo de implantação. Então, os resultados da avaliação são normalizados, submetidos à métrica Maximin e classificados. Os indivíduos cujo valor da métrica Maximin é menor que zero compõem a fronteira de Pareto.

Em seguida são aplicados os operadores genéticos à população: elitismo, no qual são reservados para a próxima população os 20% melhores indivíduos; seleção, pelo método da roleta viciada, tendo como critério o valor da métrica Maximin, que quanto mais negativa for, maior a probabilidade de seleção; recombinação com taxa de 100% com corte simples no cromossomo em local aleatório; e mutação com taxa de 5% em um dos genes de maneira aleatória, respeitando suas características inerentes, conforme TABELA 4.

Após este processo, tem-se uma nova população e o processo se repete até que o critério de parada adotado – neste trabalho é o número de iterações – seja atingido. No fim do processo, obtêm-se uma fronteira de Pareto ótima com os melhores indivíduos para as funções-objetivo a serem minimizadas e pode-se adotar algum critério de decisão para selecionar um dos pontos.

No próximo capítulo, são apresentados dois estudos de caso, destacando-se 4 critérios de decisão:  $E_{\text{perdas}}$  mínima, previsão de energia gerada anual máxima, aproximação Máx-Mín (AMM, ponto de equilíbrio entre os objetivos) e mínimo custo global (MCG) de acordo com a metodologia prevista no módulo 2 do PRODIST para monetização de perdas diferenciais de energia por meio do custo marginal da expansão (CME). Adotou-se R\$ 193/MWh como CME [ CITATION Emp16 \l 1033 ], 8% de taxa de interesse, 3,88 R\$/USD de taxa de câmbio e um horizonte de 10 anos para monetização das perdas diferenciais<sup>2</sup>. Para o cálculo do custo global (CG), o valor das perdas diferenciais monetizadas e  $C_{\text{Con}}$  foram somados, desconsiderando  $C_{\text{Ins}}$ .

#### 4.0 - RESULTADOS

Conforme mencionado na seção anterior, serão apresentados dois estudos de caso neste capítulo: A, no qual o estudo é feito com uma rede adaptada de um alimentador urbano da Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) Distribuição e B, o qual é feito com um alimentador da Enel Distribuição Goiás.

##### 4.1 Estudo de caso A

O alimentador (al.) deste caso está representado na FIGURA 2(a), possui 192 barras e 191 ramos em 13,8 kV e possui carga máxima de 8,73 MVA (para dados do al., ver BRIGATTO (2011)), que pode ser visualizada na FIGURA 2(b) na forma de corrente e os dados para aplicação do modelo multiobjetivo estão contidos na

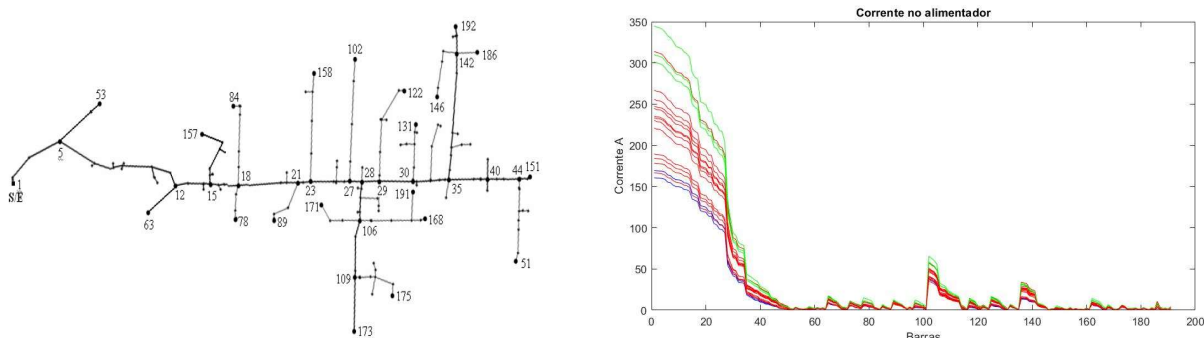


FIGURA 2 – (a) Desenho do al. [ CITATION EspaçoReservado1 \l 1033 ] (esquerda) e (b) Corrente horária al. do caso A. (direita)

<sup>2</sup> Perdas diferenciais são calculadas subtraindo o valor da perda técnica diária encontrada para a solução de  $E_{\text{perdas}}$  mínima do valor de perda técnica diária de todas soluções, de forma a compará-las.

TABELA 5 – Dados de entrada de possíveis GD no alimentador do caso A

$n$	Fonte	Barras Candidatas	$NGD_{n\text{ má}}$	$PGD_n$ (kWp) <sup>n</sup>
1	Fotovoltaica	[12 35 68 99 143]	15	200
2	Eólica	[23 78 111 154]	10	300
3	Hidráulica	[56 144]	5	500
4	Biomassa	[42 69 132]	6	500

A fronteira de Pareto resultante do processo de otimização, que utilizou uma população de 100 indivíduos e 500 gerações, está representada na FIGURA 3(a). A FIGURA 3(b) apresenta a previsão de energia gerada anualmente e o valor do custo global (CG) para cada uma das soluções. Nestas figuras são destacados os indivíduos que atendem os critérios de decisão indicados no capítulo 3.0: indivíduos I, II e III.

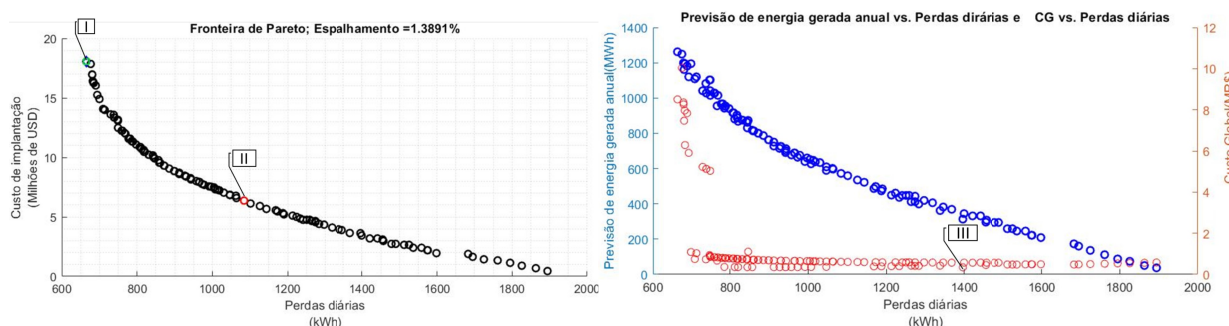


FIGURA 3 – (a) Fronteira de Pareto (esquerda) e (b) Previsão de energia gerada e CG (direita) – Caso A.

O indivíduo I com avaliação de 18,06 MR\$ – 665,4 kWh/dia, é o indivíduo de  $E_{\text{Perdas}}$  mínima e o de maior previsão de energia gerada – 1262,2 MWh/ano – e possui o genótipo: Barra 99 – 1,6 MW (fotovoltaica), Barra 111 – 3,0 MW (eólica), Barra 144 – 1,0 MW (hidráulica) e Barra 132 – 2,0 MW (biomassa). O indivíduo II é o da AMM, representando o ponto de equilíbrio entre os objetivos, com avaliação 3,63 MR\$ – 1396 kWh/dia e genótipo: Barra 111 – 0,6 MW (eólica), Barra 468 – 0,5 MW (hidráulica) e Barra 632 – 0,5 MW (biomassa). Este indivíduo II evidencia que se pode ter uma redução considerável nas perdas ativas de energia (redução de 26,5% em relação a  $E_{\text{Perdas}}$  sem GD de 1900 kWh/dia) com um custo mais modesto (aprox. 5 vezes menor), se comparado ao da solução I.

O indivíduo III é o de MCG, possui avaliação 3,43 MR\$ – 1400 kWh/dia e genótipo: Barra 12 – 0,2 MW (fotovoltaica), Barra 111 – 0,6 MW (eólica), Barra 144 – 1,5 MW (hidráulica). Observa-se que este indivíduo é um vizinho de II, portanto, o MCG neste caso está em torno do ponto de equilíbrio da fronteira. Além disso, nota-se na FIGURA 3(b) que os indivíduos com custo de instalação mais elevados possuem obras de conexão mais caras, fazendo que seus CG alcancem valores entre 4 -10 MR\$ (pontos vermelhos na região superior-esquerda da FIGURA 3(b)).

#### 4.2 Caso B

O alimentador deste caso é o circuito 01 da subestação (SE) Goiânia Leste, SE compartilhada entre a Enel Distribuição Goiás e a CELG GT, com 4 x 50 MVA – 230/13,8 kV e 27 alimentadores, que alimentam em torno de 15 a 20% da carga total do município de Goiânia (GO). Este alimentador pode ser visualizado na FIGURA 4(a) e possui uma carga máxima de 8,2 MVA, a qual pode ser visualizada sob forma de corrente na FIGURA 4(b). Os dados para aplicação do modelo multiobjetivo estão contidos na TABELA 6.

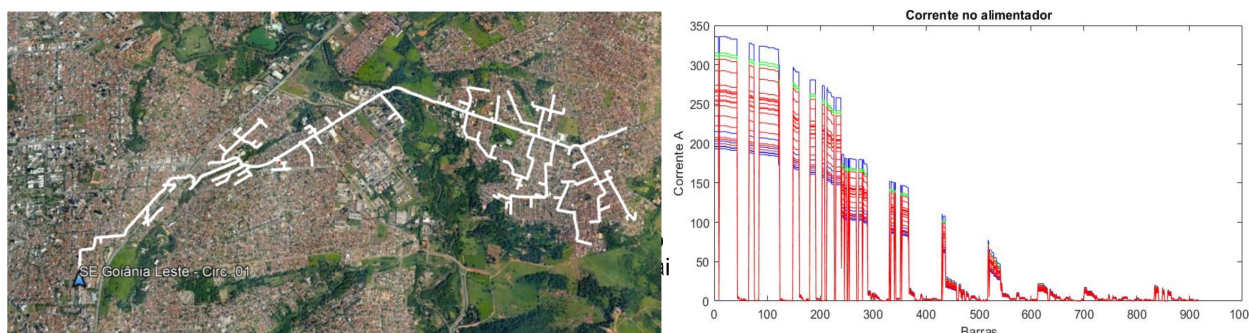


FIGURA 4 – (a) Georepresentação do al. Goiânia Leste 1 (esquerda) e (b) Corrente horária no al. do caso B (direita).

TABELA 6 – Dados de entrada de possíveis GD no alimentador do caso B.

$n$	Fonte	Barras Candidatas	$NG D_n \text{ máx}$	$PG D_n \text{ (kWp)}^n$
1	Fotovoltaica - 1	[129 248 367 565]	10	500
2	Fotovoltaica - 2	[138 468 737 811]	10	500
3	Fotovoltaica - 3	[53 352 632 906]	10	400

Este caso foi elaborado exclusivamente com fontes fotovoltaicas por se tratar de um alimentador em uma região bastante urbanizada. A fronteira de Pareto resultante do processo de otimização, que utilizou uma população de 100 indivíduos e 500 gerações, está representada na FIGURA 5(a). A FIGURA 5(b) apresenta a previsão de energia gerada anualmente e o valor do custo global para cada uma das soluções. Nestas figuras são destacados os indivíduos que atendem os critérios de decisão indicados no capítulo 3.0: indivíduos I, II e III.

O indivíduo I com avaliação de 8,07 MR\$ – 3291 kWh/dia, é o indivíduo de  $E_{\text{Perdas}}$  mínimo e o de maior previsão de energia gerada – 433,62 MWh/ano – e possui o genótipo: Barra 248 – 3,5 MW, Barra 468 – 1,5 MW e Barra 632 – 1,6 MW. O indivíduo II é o da AMM, representando o ponto de equilíbrio entre os objetivos, com avaliação 2,78 MR\$ – 3612 kWh/dia e genótipo: Barra 565 – 0,5 MW, Barra 468 – 1,0 MW e Barra 632 – 0,8 MW.

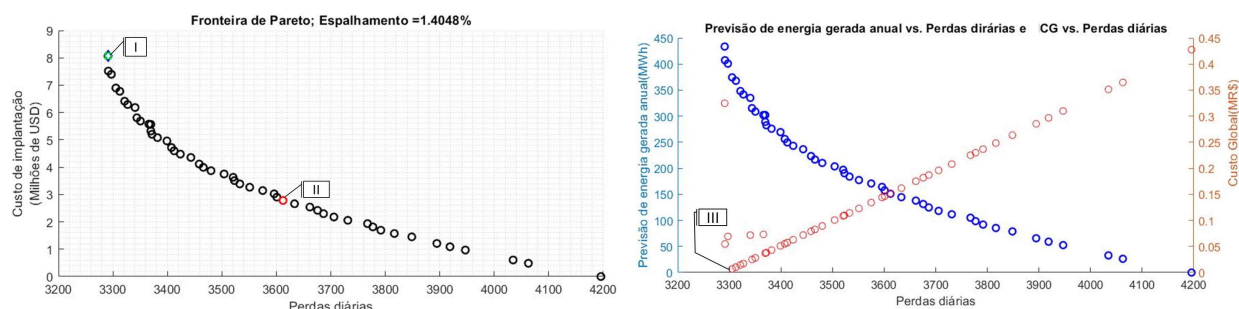


FIGURA 5 – (a) Fronteira de Pareto (esquerda) e (b) Previsão de energia gerada e CG (direita) - Caso B. Novamente, pode-se notar que é possível reduzir as perdas ativas de energia em 14 % ( $E_{\text{Perdas}}$  sem GD de 4200 kWh/dia) com uma solução com custo de investimento relativamente reduzido, em relação à solução I.

O indivíduo III, de MCG, possui avaliação de 7,4 MR\$ – 3297 kWh/dia, ou seja, quase a mesma de I, e possui genótipo: Barra 248 – 3,5 MW, Barra 468 – 1,5 MW e Barra 632 – 1,6 MW. Isso ocorre porque o indivíduo I possui custo associado às obras de conexão, o que pode ser observado pelo seu desvio dos outros pontos em relação à curva de custo global (ponto vermelho na região superior-esquerda da FIGURA 5(b)).

Foi simulado um subcaso adicional em que  $n = 3$  é uma GD cuja fonte é biomassa e não fotovoltaica, denominado Caso B.ad. Os resultados encontrados estão representados na FIGURA 6(a), que exibe a fronteira de Pareto para este caso e na FIGURA 6(b), que exibe a previsão de energia gerada anual e o CG em função

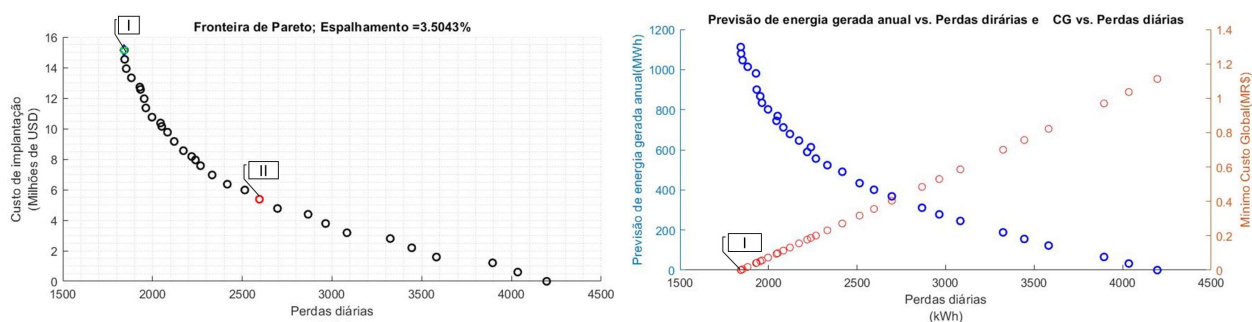


FIGURA 6 – (a) Fronteira de Pareto (esquerda) e (b) Previsão de energia gerada e CG (direita) – Caso B.ad.

das perdas. Nestas figuras são destacados os indivíduos que atendem os critérios de decisão indicados no capítulo 3.0: indivíduos I e II.

Nota-se que com a possibilidade da entrada da fonte de biomassa, as perdas diárias entraram em novo patamar de redução:  $E_{\text{perdas}}$  mínimo de 3291 kWh/dia (redução de 21,6%) no caso B para  $E_{\text{perdas}}$  mínimo de 1843 kWh/dia (redução de 56,1%). Isso ocorre devido à menor intermitência da fonte de biomassa e à sua consequente prevalência em relação às GD solares fotovoltaicas. O indivíduo I, neste caso é o de  $E_{\text{perdas}}$  mínimo, MCG e de maior previsão de energia gerada anual – 1112,52 MWh/ano – e possui avaliação 15,14 MR\$ – 1843 kWh/dia e genótipo: Barra 248 – 1,5 MW (fotovoltaica), Barra 468 – 0,5 MW (fotovoltaica) e Barra 352 – 3,2 MW (biomassa). Pode-se deduzir que devido à presença das fontes menos intermitentes de biomassa em todas as soluções, os custos de conexão foram reduzidos, dado o menor número de violações, especialmente para o caso da variação rápida de tensão.

O indivíduo II, de AMM, possui avaliação 5,98 MR\$ – 2514 kWh/dia e genótipo: Barra 367 – 0,5 MW (fotovoltaica), Barra 468 – 0,5 MW (fotovoltaica) e Barra 632 – 1,2 MW (biomassa). Observa-se novamente que este indivíduo é capaz de reduzir as perdas em 40% e que este indivíduo, que é o ponto de equilíbrio desta fronteira, possui  $C_I$  e  $E_{\text{perdas}}$  menores que o indivíduo I do caso B.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Pode-se concluir que o modelo multiobjetivo para alocação de GD é eficaz no que tange ao horizonte de planejamento da distribuição, permitindo avaliar a inserção de GD em possíveis barras e com modularizações diferentes. Isso possibilita que o planejador crie estratégias de redução do custo de implantação para o empreendedor e/ou das perdas ativas de energia, a depender do critério de tomada de decisão adotado após obtenção da fronteira de Pareto. O trabalho também evidencia a alta complexidade do planejamento de inserção de renováveis no setor de distribuição de energia.

As fontes menos intermitentes/com maior fator de capacidade obtiveram maior presença nas soluções ótimas nos casos A e B.ad. As fontes eólicas e solares modeladas neste trabalho possuem o mesmo custo de instalação, conforme TABELA 1, entretanto o fator de capacidade da fonte fotovoltaica é praticamente metade da fonte eólica. Pode-se afirmar, portanto, que o setor elétrico deve buscar melhora tecnológica e redução de custos da fonte fotovoltaica (como já tem ocorrido) para aumentar sua competitividade.

Sugerem-se como próximos trabalhos: a investigação do custo de conexão por meio de redes neurais ou *machine learning*, de forma a acelerar e automatizar processos dentro das CoDis; e a investigação regulatória e consequentes propostas que permitam um planejamento colaborativo de inserção de GD entre CoDis e empreendedor; e a realização deste tipo de modelo proposto neste trabalho incluindo a estocasticidade das fontes.

## 6.0 - REFERÊNCIAS

- (1) ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 9. 2012.
- (2) ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 25. 2015.
- (3) ANEEL. **Resolução Normativa nº 786 de 17 de outubro de 2017**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 2. 2017.
- (4) ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 74. 2017(b).
- (5) ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8**. ANEEL. Brasília, p. 90. 2017(c).
- (6) ANEEL. Brasil ultrapassa marca de 1 GW em geração distribuída. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 19 jun. 2019. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877)>.
- (6) BROADWATER, R. P. et al. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution System. **Electric Power System Research**, , v. 14, 1988.

- (7) ENGELBRECHT, A. **Computational Intelligence, an introduction**. 2. ed. Chichester: Wiley, 2007.
- GONZALEZ-LONGATT, F.; FORTOUL, C. Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification. **RE&PQJ**, v. 1, n. 3, p. 281-284, March 2005.
- (8) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA); NUCLEAR ENERGY AGENCY (NEA); ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **Projected Costs of Generation Electricity - 2015 Edition**. Paris: [s.n.], 2015.
- (9) IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi. 2019.
- (10) LI, X. **Better Spread and Convergence: Particle Swarm Multiobjective Optimization Using the Maximin Fitness Function**. Genetic and Evolutionary Computation Conference - GECCO 2004. Seattle: Springer. 2004. p. 117-128.
- (11) MENCHACA-MENDEZ, A.; COELLO, C. A. **Selection Operators Based on Maximin Fitness Function for Multi-Objective Evolutionary Algorithms**. Evolutionary Multi-Criterion Optimization, EMO 2013. Sheffield: Springer. 2013.
- (12) MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgar Blucher, 1983.
- (13) REN 21. **Renewables 2017 Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for 21st Century. Paris, p. 302. 2017. (978-3-9818107-6-9).
- (14) ZANIN JÚNIOR, P. S. **Modelo multiobjetivo de alocação e dimensionamento de geração distribuída para redes de distribuição**. Universidade Federal de Goiás. Goiânia, p. 190. 2019.
- (15) ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 208 p. ISBN 978-85-7975-052-6.

## 7.0 - DADOS BIBLIOGRÁFICOS

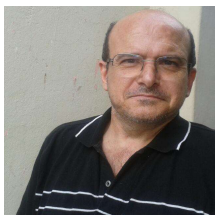


potência e curto-circuito.

Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (2015), Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação pela Universidade Federal de Goiás (2018) e Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás (2019-2022). Atua como Engenheiro Eletricista na Enel Distribuição Goiás, no departamento de Planejamento de Redes. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: substituição de lâmpadas fluorescentes por lâmpadas LED, Algoritmos genéticos, Modelos multiobjetivos para em sistemas elétricos de potência, Geração distribuída em redes de distribuição - incluindo os processos previstos na regulação vigente, Acesso ao SIN, Planejamento de média e alta tensão, Simulações de fluxo de



Possui Graduação em Engenharia Elétrica - Universidad Tecnológica de Pereira (2003), Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidad Tecnológica de Pereira (2005) e Doutorado em Engenharia Elétrica da FEIS-UNESP (2010). Realizou estágio de pós-doutorado junto ao Departamento de Engenharia Elétrica da FEIS-UNESP (2010). Atualmente é professora adjunta nível III na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) na Universidade Federal de Goiás - UFG (Goiânia/GO) e, está vinculada como docente colaboradora no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação na mesma Escola.



Gelson Antônio Andréa Brigatto possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (1989), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (1994) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente é professor adjunto II da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás.