

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinícius Albuquerque Cabral

Otimização de *Layout* e Sistema Coletor de Parques Eólicos *Offshore*

Juiz de Fora

2020



Vinícius Albuquerque Cabral

Otimização de *Layout* e Sistema Coletor de Parques Eólicos *Offshore*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Ivo Chaves da Silva Junior

Coorientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2020

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Cabral, Vinícius Albuquerque.

Otimização de *Layout* e Sistema Coletor de Parques Eólicos *Offshore* /  
Vinícius Albuquerque Cabral. – 2020.

131 f. : il.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade  
de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

Vinícius Albuquerque Cabral

Otimização de Layout e Sistema Coletor de Parques Eólicos Offshore

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia

Aprovada em 27 de Agosto de 2020

BANCA EXAMINADORA



---

Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D. Sc - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc - Coorientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Profª. Ahda Pionkoski Grilo Pavani, D. Sc  
Universidade Federal do ABC



---

Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc  
Universidade Federal de Juiz de Fora



## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais, que sempre me apoiaram em minhas decisões, se esforçaram e investiram em minha educação para que eu pudesse desenvolver os meus estudos, sempre da melhor forma possível. Agradeço a eles pelo amor, carinho e presença infinitos.

Agradeço também à minha namorada Bianca, que sempre me apoiou, me deu forças, conselhos e esteve ao meu lado vibrando, torcendo e dedicando todo seu amor, tornando esse trajeto muito mais fácil de ser trilhado.

Agradeço a minha família, pelo apoio em todos os momentos, presença e torcida na minha caminhada.

Agradeço também a todos os meus amigos que, estando perto ou não, estiverem presentes em todos momentos, me apoiando, fortalecendo, aconselhando e agregando coisas boas para minha vida.

Agradecimento especial ao meu orientador Ivo, pela paciência, pelos ensinamentos, conselhos, orientações e amizade desenvolvida ao longo de toda essa caminhada e que contribuiu diretamente com a minha formação.

Um agradecimento a todos os professores que fizeram e fazem parte da minha história, pois, sem eles, eu não estaria aqui.

Agradeço as empresas de fomento, que permitem o desenvolvimento da pesquisa, e a parceria entre a Petrobrás e a Universidade Federal de Juiz de Fora que, por meio do projeto de P&D - Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016), permitiu o desenvolvimento do presente estudo.



## RESUMO

A integração de sistemas de geração de energia proveniente de fontes renováveis e alternativas se tornou possível com o advento de novas tecnologias. A energia eólica é uma das fontes que vêm apresentando um expressivo crescimento ao longo dos últimos anos e com boas perspectivas para os próximos anos, tanto em empreendimentos *onshore*, quando instalados sobre o continente, ou *offshore*, quando instalados no mar. A ausência de obstáculos, que proporcionam melhor aproveitamento do parque, e a menor poluição visual e sonora proporcionaram um crescente interesse por parte de investidores na construção de empreendimentos *offshore*. Devido ao local de instalação, as tecnologias necessárias para a implantação de parques eólicos em ambientes *offshore* requerem um investimento maior, quando comparado ao das tecnologias *onshore*. Este fato torna ainda mais necessária a etapa de planejamento que vise à obtenção de um parque que consiga extrair o máximo de potência possível e, ao mesmo tempo, seja viável economicamente, apresentando redução de custos com cabeamento e de perdas elétricas. Para a definição do posicionamento ótimo das turbinas (*layout*) foi considerado o *wake effect* para a determinação da velocidade de vento incidente em uma turbina e naquelas que estão localizadas em regiões que sofrerão interferência devido a essa interação. Para a otimização do sistema coletor, buscou-se a redução das perdas elétricas e dos custos com aquisição de cabos e restringiu-se o problema para que não houvesse cruzamentos de cabos e aerogeradores muito próximos a conexões. Além disso, também foram considerados os limites de ampacidade e o posicionamento da subestação *offshore*. Para a resolução de ambos os problemas foram utilizados o PSO, o GWO, o Bat-Algorithm (BA) e uma versão deste algoritmo com modificações propostas. Os resultados obtidos demonstraram que as modificações realizadas sobre o BA fizeram com que a técnica apresentasse um melhor desempenho na obtenção de soluções desses problemas. Além disso, os resultados demonstraram que as técnicas foram eficazes na obtenção de soluções viáveis de acordo com os objetivos de cada simulação, que são ótimas estratégias para a resolução de problemas dessa natureza e que auxiliam a tomada de decisão na etapa de planejamento de parques eólicos.

Palavras-chave: Otimização, Parque Eólico *Offshore*, *Layout*, Sistema Coletor.



## ABSTRACT

The integration of energy generation systems from renewable and alternative sources became possible with the advent of new technologies. Wind energy is one of the sources that has been showing significant growth over the past few years and with good prospects for the coming years. This growth is verified for onshore projects, when installed on the continent, or offshore, when installed on the ocean. The absence of obstacles, which provide better use of the wind farm, and less visual and noise pollution have led to a growing interest on the part of investors in the construction of offshore projects. The technologies used for the deployment of wind farms in offshore environments require a greater investment when compared to onshore technologies. This fact makes the planning stage even more necessary, in which the objective is to obtain a wind farm that extracts the maximum power and, at the same time, is economically viable, presenting a reduction in cabling costs and electrical losses. Jensen's wake effect model was used to define the optimum positioning of the turbines (layout). The model determines the incident wind speed in a turbine that is located in regions that have interference due to the interaction between the wind and a turbine located upstream. The optimization of the collector system aimed to reduce electrical losses and costs with the acquisition of cables. Cable crossings, the occurrence of wind turbines very close to connections, the ampacity limits and the positioning of the offshore substation were considered as restrictions of the problem. PSO, GWO, Bat-Algorithm (BA) and a modified version of BA were the techniques used to solve both problems. The results obtained showed that the modifications implemented on BA make the technique perform better in obtaining solutions to these problems. In addition, the results demonstrated that all techniques were effective in obtaining viable solutions according to the objectives of each simulation. Thus, the techniques are great strategies for solving problems of this nature and assist decision making in the planning stage of wind farms.

Keywords: Optimization, Offshore Wind Farm, Layout, Collector System



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
BA	<i>Bat Algorithm</i>
FC	Fator de Capacidade
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SE	Subestação



## LISTA DE SÍMBOLOS

$a_{ind}$	Coefficiente de indução de axial
$\alpha_d$	Fator de decaimento
$C_T$	Coefficiente de confiança
$C_P$	Coefficiente de potência
$C_{bin}$	Constante que define o tipo de interferência
$D_R$	Diâmetro do rotor
$\delta$	Redução da velocidade pelo <i>wake effect</i>
$N_T$	Número de turbinas
$n_{SE}$	Número de subestações
$P_{nom}$	Potência nominal
$Pen_L$	Penalidade do <i>layout</i>
$Pen_C$	Penalidade do sistema coletor
$r_d$	Raio da esteira após a turbina
$r_{turb}$	Raio da turbina
$r_{est}$	Raio da esteira
$u_d$	Velocidade após a turbina
$u_R$	Velocidade que incide no rotor
$u_0$	Velocidade do vento incidente
$z_0$	Rugosidade do solo
$z$	Altura da nacele da turbina



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>17</b>
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES . . . . .	20
1.2	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA DISSERTAÇÃO . . . . .	21
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO . . . . .	22
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> . . . . .	<b>23</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> . . . . .	<b>37</b>
3.1	ECOLOCALIZAÇÃO DE MORCEGOS - <i>BAT ALGORITHM</i> . . . . .	39
3.1.1	<b>Modificações propostas</b> . . . . .	41
3.2	ENXAME DE PARTÍCULAS - PSO . . . . .	43
3.3	<i>GREY WOLF OPTIMIZER</i> - GWO . . . . .	43
<b>4</b>	<b>FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO DO <i>LAYOUT</i></b> . . . . .	<b>45</b>
4.1	MODELAGEM DO <i>WAKE EFFECT</i> . . . . .	45
4.2	POTÊNCIA EXTRAÍDA . . . . .	55
4.3	FORMULAÇÃO DISCRETA . . . . .	56
4.3.1	<b>Busca local</b> . . . . .	58
4.4	DEFINIÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO . . . . .	60
<b>5</b>	<b>FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO DO ROTEAMENTO</b> . . . . .	<b>61</b>
5.1	FLUXO DE POTÊNCIA SIMPLIFICADO . . . . .	61
5.2	CRUZAMENTO DE CABOS . . . . .	65
5.3	DISTÂNCIA MÍNIMA . . . . .	66
5.4	FORMULAÇÃO DAS VARIÁVEIS . . . . .	66
5.4.1	<b>Busca local</b> . . . . .	69
5.5	CRITÉRIOS ELÉTRICOS E ECONÔMICOS . . . . .	71
<b>6</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> . . . . .	<b>75</b>
6.1	SISTEMA TUTORIAL . . . . .	75
6.1.1	<b>Simulação do caso Norte-Sul</b> . . . . .	76
6.1.2	<b>Simulação de múltiplas direções</b> . . . . .	82
6.1.3	<b>Caso 1: minimização das perdas elétricas</b> . . . . .	89
6.1.4	<b>Caso 2: minimização dos custos com cabos</b> . . . . .	93
6.1.5	<b>Caso 3: minimização dos custos totais</b> . . . . .	97
6.2	ESTUDO DE CASO . . . . .	101
6.3	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	117
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	<b>119</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>121</b>
	<b>APÊNDICE A – Fluxo de potência não linear</b> . . . . .	<b>127</b>

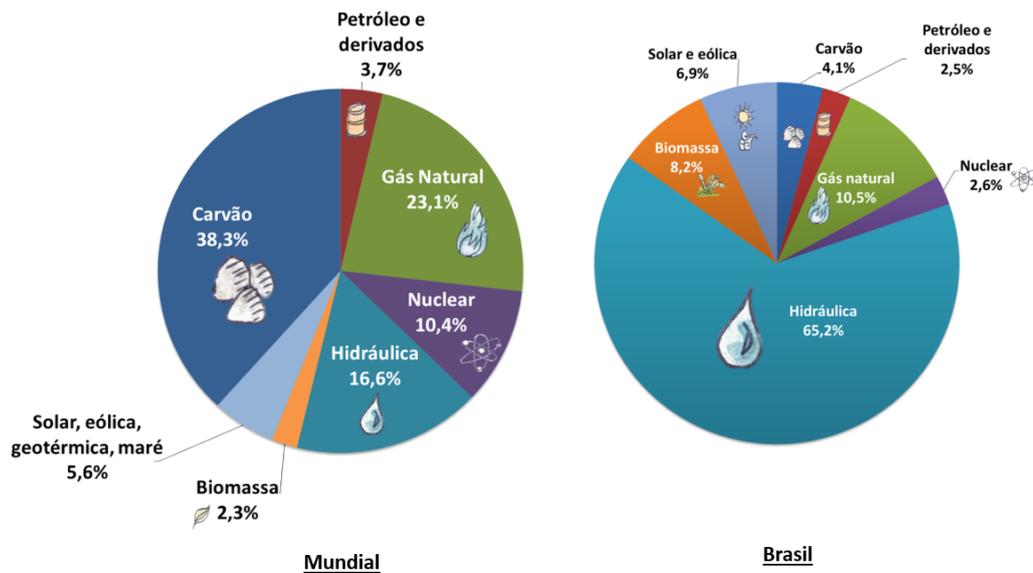


## 1 INTRODUÇÃO

Com o advento de novas tecnologias, a matriz elétrica mundial, antes composta predominantemente por energia hidráulica e térmica, passou a integrar novas fontes de energia, como a solar e a eólica, além de outras fontes alternativas e renováveis [1].

A aplicação dos tipos de fontes em cada país está associada aos interesses dele e a sua disponibilidade de recursos. Em escala global, verifica-se que a geração de energia elétrica se relaciona, principalmente, aos combustíveis derivados do petróleo, ao gás natural e ao carvão, recursos não considerados renováveis. Em contrapartida, a composição da matriz de eletricidade no Brasil apresenta diferenças em relação à mundial, devido ao considerável potencial hidráulico e à disponibilidade de recursos renováveis. O Gráfico 1 permite a comparação das matrizes de energia elétrica em escala global e no Brasil.

Gráfico 1 - Comparação entre as matrizes elétricas mundial e brasileira.



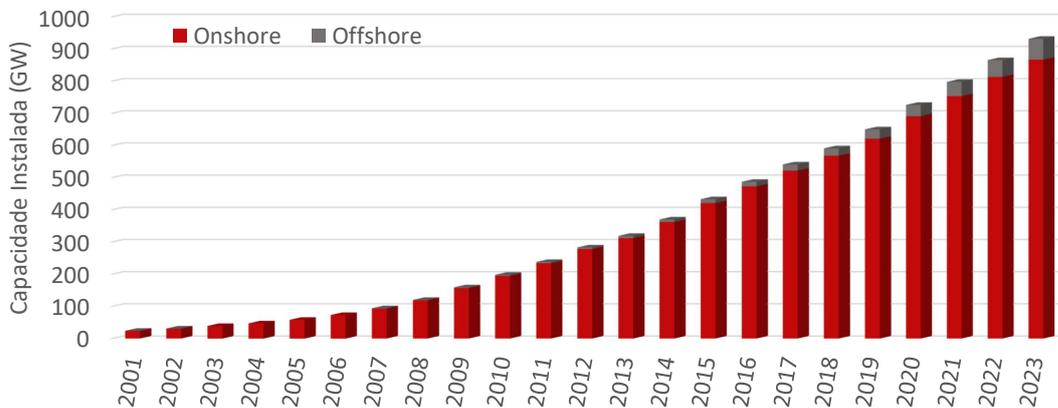
Fonte: Retirado de [2].

Dentre as fontes alternativas em crescimento, destaca-se a energia eólica como a que tem apresentado expansão significativa ao longo dos últimos anos. De acordo com o *Global Wind Energy Council* (GWEC), em 2019, houve um aumento de cerca de 54,2 e 6,1 GW de capacidade instalada em empreendimentos eólicos *onshore* e *offshore*, respectivamente [3].

O Gráfico 2 evidencia a evolução da instalação desses empreendimentos no mundo, permitindo verificar que a energia eólica tem sido cada vez mais atrativa aos investimentos no campo da geração de energia. Além disso, as previsões para os anos de 2020 a 2024

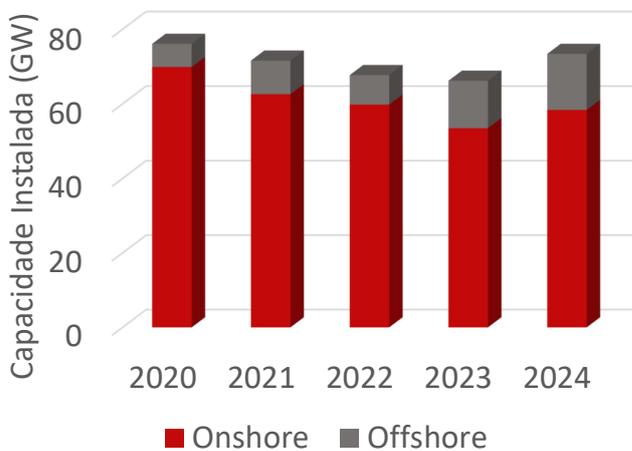
demonstram que a perspectiva é que essa fonte mantenha tal atrativo nos anos seguintes. O Gráfico 3 apresenta os dados de previsão de instalação para os anos futuros.

Gráfico 2 - Evolução da capacidade instalada de empreendimentos eólicos no mundo.



Fonte: elaborado pelo autor a partir de [3].

Gráfico 3 - Previsão de novos empreendimentos eólicos no mundo de 2020 a 2024.



Fonte: elaborado pelo autor a partir de [3].

Ao final de 2019, a capacidade instalada no Brasil atingiu 15,4 GW, sendo inferior apenas à capacidade instalada dos Estados Unidos e do Canadá, considerando-se o continente americano. De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) [4], no mundo, o Brasil ocupa atualmente a 8ª posição.

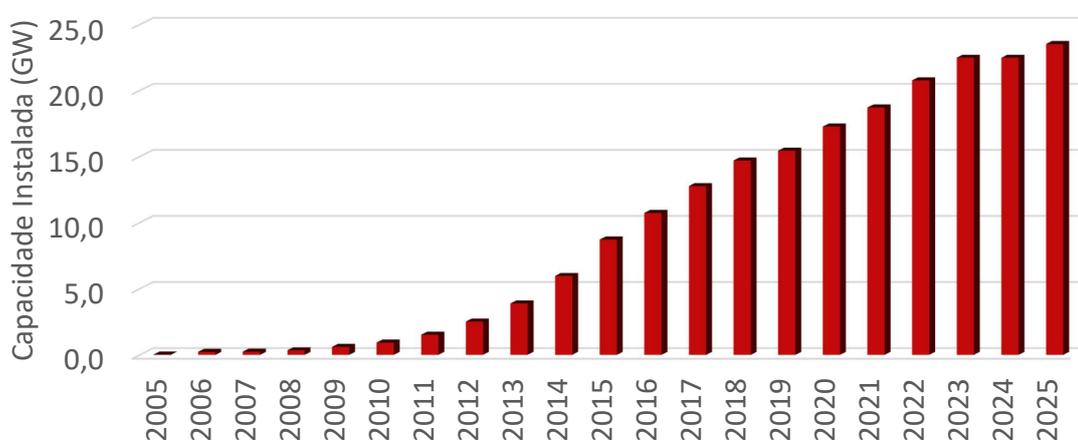
A Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) contabilizou, em março de 2020, uma capacidade instalada de 15,6 GW, distribuídos em 624 parques eólicos, totalizando 7.621 aerogeradores operando em 12 estados do país. Toda a energia gerada

em 2019 corresponde a 9,7% do total de energia injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN) e a um aumento de 15,5% em relação ao ano de 2018 [5].

Um índice que permite a visualização da energia gerada por um parque eólico é o Fator de Capacidade (FC), que é definido pela razão entre a energia gerada e a que seria extraída caso o parque estivesse operando em sua capacidade máxima. O FC médio mundial é de 34%, enquanto que, em 2019, o FC médio do Brasil foi de 42,7%. Ainda em 2019, o recorde de geração na região Nordeste apresentou um FC de 71,5%, sendo responsável pelo abastecimento de 88,8% da demanda da região [5]. Esses números permitem inferir a importância que essa fonte possui na matriz elétrica do país e a dimensão do recurso eólico que existe disponível e que pode ser aproveitado.

Analisando do ponto de vista histórico, é possível confirmar que é o desenvolvimento de novas tecnologias que torna esses empreendimentos mais viáveis e atrativos. O Gráfico 4 mostra a evolução da capacidade instalada de energia eólica no país, bem como as previsões para anos seguintes, considerando os contratos já firmados [5].

Gráfico 4 - Evolução da capacidade instalada de empreendimentos eólicos no Brasil.



Fonte: elaborado pelo autor a partir de [5].

Sob esse aspecto, pode-se concluir que a fonte eólica tem se tornado cada vez mais interessante no Brasil e no mundo. Em relação à localização dos aerogeradores, esses empreendimentos podem ser classificados como *onshore*, quando localizados sobre a terra, ou como *offshore*, quando no mar.

A estrutura de um parque eólico *offshore*, foco deste estudo, é composta por um conjunto de aerogeradores, cuja potência é extraída através do sistema coletor, ou rede interna, até à subestação (SE) coletora, também localizadas no oceano. Desde a SE coletora, inicia-se o transporte dessa potência ao continente, através do sistema de transmissão. Chegando no continente, normalmente existe uma subestação intermediária

que permite a adequação de tensão quando necessário, mas, principalmente, a readequação dos cabos, uma vez que os cabos submarinos não serão necessariamente utilizados até o ponto de conexão com sistema elétrico local. Essa descrição evidencia uma vantagem de parques *onshore*, uma vez que sua instalação pode ser feita próxima a esse ponto de conexão, reduzindo consideravelmente os custos, em termos de comprimento de cabos e tecnologias.

Sobre os parques *onshore*, destaca-se que uma das principais desvantagens é a poluição visual e sonora dos aerogeradores e que são alvos de críticas por parte da população que vive em regiões próximas aos parques eólicos. Uma forma de contornar esses problemas é através da instalação dos parques no oceano. Entretanto, os parques *offshore* necessitam de maiores investimentos quando comparados aos *onshore*, uma vez que são necessárias tecnologias específicas de cabeamento submarino e estruturas de sustentação para garantir a instalação e operação no ambiente aquático.

Apesar de os parques *offshore* apresentarem um custo mais elevado, um dos maiores atrativos para a construção desse tipo de empreendimento é a maior capacidade de aproveitamento dos ventos no oceano, aliada à resolução dos problemas de poluição visual e sonora. A ausência de obstáculos que reduzem a velocidade do vento, associada a uma maior uniformidade do relevo, facilita a disposição dos aerogeradores na região e, conseqüentemente, permite uma maior extração de potência.

Durante a etapa de planejamento do parque eólico, um aspecto de considerável importância é a definição do posicionamento dos aerogeradores (denominado *layout*), atentando-se à interferência que uma turbina pode causar naquelas que estão localizadas à jusante, em relação ao vento incidente. Um outro aspecto muito importante para essa etapa é a configuração das conexões entre os aerogeradores e a subestação coletora, uma vez que um sistema otimizado permite redução dos custos com cabos e diminuição das perdas no transporte da potência extraída.

## 1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo principal deste trabalho é a aplicação de um algoritmo de ecolocalização de morcegos modificado para a otimização do sistema coletor e do *layout*. Com relação às contribuições, este trabalho possui uma revisão bibliográfica completa dos trabalhos mais recentes, apresenta uma formulação física completa do *wake effect*. Além disso, são propostas algumas modificações no algoritmo de ecolocalização com a finalidade de tornar o processo de busca mais eficiente em relação ao tempo computacional e ao processo de busca. Esta técnica será comparada com os métodos *Grey Wolf Optimizer* (GWO), *Particle Swarm Optimization* (PSO) e o algoritmo de ecolocalização em sua versão original.

## 1.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA DISSERTAÇÃO

As publicações oriundas dos estudos desenvolvidos são:

1. Frederico F. Panoeiro; Vinicius A. Cabral; Ivo C. S. Junior; Leonardo W. Oliveira. **Otimização de Layout de Parques Eólicos com Representação das Direções de Ventos.** *XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2018)*, 2018, João Pessoa, PB.
2. Frederico F. Panoeiro; Vinicius A. Cabral; Ivo C. S. Junior; Leonardo W. Oliveira. **Otimização de Layout de Parque Eólico via Ecolocalização Binária.** *50º Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2018)*, 2018, Rio de Janeiro.
3. Frederick T. Marliere; Vinicius A. Cabral; Gustavo Rebello; Frederico F. Panoeiro; Leonardo W. Oliveira; Ivo C. S. Junior. **Otimização de Rede Coletora Interna de Parques Eólicos Offshore - Perspectivas e Funções de Mérito.** *14º Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI 2019)*, 2019, Ouro Preto, MG.
4. Vinicius A. Cabral; Gustavo Rebello; Frederico F. Panoeiro; Ivo C. S. Junior; Leonardo W. Oliveira. **Offshore Wind Farm Optimization via Computational Intelligence.** *LI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 2019, Limeira. Prêmio de 3º melhor artigo escrito e apresentado em inglês.
5. Gustavo Rebello; Frederico F. Panoeiro; Vinicius A. Cabral; Frederick T. Marliere; Ivo C. S. Junior; Leonardo W. Oliveira. **Capacity Factor Optimization of an Offshore Wind Farm via Computational Intelligence.** *XIII LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 2019.*
6. Vinicius A. Cabral; Frederick T. Marliere; Frederico F. Panoeiro; Gustavo Rebello; Leonardo W. Oliveira; Ivo C. S. Junior. **Wind Farm Collector System Optimization via Modified Bat Inspired Algorithm.** *XIII LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 2019.*
7. Frederico F. Panoeiro; Gustavo Rebello; Vinicius A. Cabral; Ivo C. S. Junior; Francisco C. R. Coelho, Edmarcio A. Belati. **Novel Exploration Coefficient Update for the Grey Wolf Optimizer.** *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 5, p. 1-9, 2020.
8. Frederico F. Panoeiro; Gustavo Rebello; Vinicius A. Cabral; Camile A. Moraes; Ivo C. S. Junior; Leonardo W. Oliveira; Bruno H. Dias. **Application of Recent Metaheuristic Techniques for Optimizing Power Generation Plants with**

**Wind Energy.** *Springer Tracts in Nature-Inspired Computing.* 1ed.: Springer Singapore, 2020, p. 319-343.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em sete capítulos. Neste Capítulo 1, é descrita a contextualização do estudo em relação ao cenário mundial e nacional, são definidos os objetivos e são enumerados os trabalhos decorrentes da pesquisa. No Capítulo 2, é apresentada a revisão de trabalhos recentes da literatura que abordam a resolução de problemas aderentes a esta pesquisa, descrevendo os principais aspectos e abordagens utilizados pelos autores. No Capítulo 3, é descrita a técnica de otimização desenvolvida para a resolução dos problemas de otimização do *layout* de parques eólicos *offshore* e do sistema coletor. No Capítulo 4, é desenvolvida a modelagem matemática do problema de otimização do *layout*, enquanto que o Capítulo 5 descreve o problema de otimização do sistema coletor. No Capítulo 6, são discutidos e apresentados os resultados de três casos simulados: um sistema tutorial, um sistema hipotético e uma comparação com sistemas da literatura. Por fim, no Capítulo 7, são descritas as conclusões obtidas diante do presente trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido à característica intermitente dos ventos, o Fator de Capacidade (FC) de um parque eólico é sempre menor do que 1, considerando-se um longo período de tempo de observação. Dessa forma, devem ser buscadas alternativas que visam à maximização da extração de energia. Uma estratégia é a definição do posicionamento dos aerogeradores de acordo com os ângulos de incidência, uma vez que a interação de uma turbina com o vento influencia a produção daquelas que estão localizadas à jusante, efeito este conhecido por efeito esteira (*wake effect*).

Diversos modelos matemáticos foram desenvolvidos com o objetivo de descrever essa interação e prever a velocidade após uma interferência. O modelo desenvolvido por Jensen [6] é o mais utilizado, pois relata um comportamento mais próximo da realidade e tem fácil implementação. Sua aplicação se estende desde a sua modelagem direta em artigos até através de *softwares* comerciais como o WAsP, o *Garrad Hassan* (GH), o *WindFarmer* e o *WindPRO* [7, 8]. Não obstante, o modelo de Larsen [9] também é utilizado em alguns estudos, como em [10].

Para a resolução do problema de otimização do posicionamento dos aerogeradores, os objetivos levantados são referentes, principalmente, à maximização da potência extraída, maximização do fator de capacidade, minimização dos custos e minimização do *wake effect*.

Um dos objetivos de diversos estudos é a minimização do custo pela potência extraída, como aplicado em [11, 12, 13, 14, 15], por exemplo. Para essa modelagem, considera-se que o custo normalizado, associado à alocação de aerogeradores, é dependente apenas da quantidade de turbinas no parque, como mostra a Equação (2.1). Nesse tipo de abordagem, um dos objetivos do problema é determinação da quantidade de turbinas  $N_T$ , uma vez que aumentar a quantidade de turbinas implica aumento da produção de energia, mas também de custo e da possibilidade de interferências entre as turbinas.

$$Custo1_{pot} = N_T \left( \frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0,00174N_T^2} \right) \quad (2.1)$$

Já em [11], a equação do custo também possui dependência da potência nominal  $P_{nom}$  da turbina, como mostra a Equação (2.2).

$$Custo2_{pot} = -0,1539P_{nom} - 0,001N_T + 2 \cdot P_{nom} \cdot N_T + 0,2504 \quad (2.2)$$

Em [16], Wilson et al. também têm como objetivo a minimização do custo pela potência extraída, mas utilizam a formulação de custo mostrada na Equação (2.3). Nessa Equação, são considerados os custos com subestações  $c_s$ , com operação e manutenção  $c_{OM}$  e por unidade de turbina  $c_t$ . A quantidade de subestações  $n_{SE}$  é definida em função de  $N_T$  e da quantidade de turbinas especificada para cada subestação. O custo total,

representado pelo numerador, é normalizado em uma base anual em função da taxa de retorno  $r$  e da vida útil do parque  $y$ , em anos.

$$C_{ustos3_{pot}} = \frac{c_t \cdot N_T + c_s \cdot n_{SE} + c_{OM} \cdot N_T}{\frac{1 - (1 - r)^{-y}}{r}} \quad (2.3)$$

Assim, de forma a diminuir os custos e aumentar a potência extraída, busca-se a minimização da razão entre esses indicadores. Já em [17], a otimização foi aplicada a fim de obter uma resposta que também maximize a geração e reduza o custo total. Entretanto, a estratégia selecionada consiste no método de Pareto, utilizado para resolução de problemas multiobjetivos.

Em outros estudos, o objetivo consiste na maximização da geração, sendo esta avaliada por meio do montante anual de energia [18] ou da potência extraída pelo parque [19, 20]. O cálculo da energia gerada anualmente pode ser feita através de um histórico anual de velocidade de vento ou utilizando modelos que descrevem a frequência de ocorrência dos ventos em determinada região.

Em [19], o objetivo consiste em maximizar a potência extraída, considerando um parque com diferentes tipos de turbina. Em [18], a região do parque é dividida em bits, no centro dos quais podem ou não ser alocados aerogeradores; são consideradas regiões de restrição e, além da maximização da energia produzida, um segundo objetivo seria obter maior uniformidade dos ventos no parque, avaliado através da Equação (2.4), em que  $w_a$  é a perda média causada pelo *wake effect*, e  $w_i$  é a perda associada a cada turbina.

$$f_{wake} = 1 - \sqrt{\frac{1}{N_T} \sum_{i=1}^{N_T} (w_a - w_i)^2} \quad (2.4)$$

Existem modelos matemáticos que visam a determinar uma distribuição de probabilidade que descreve o vento de um determinado local considerado como a base histórica. O modelo mais utilizado, por descrever um comportamento mais próximo da realidade, é a distribuição de Weibull, cuja função de densidade de probabilidade é descrita pela Equação (2.5), em que  $f(v)$  é a probabilidade de ocorrência da velocidade  $v$ , em função dos parâmetros de forma  $k$  e de escala  $c$ . Através deste modelo, podem-se gerar diversos cenários de velocidade e, conseqüentemente, de geração do parque. [11, 21, 22] são exemplos que abordam esse aspecto nos estudos.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2.5)$$

Em [23], foi feita a remodelação do *layout* de um parque eólico com a aplicação de uma otimização multi-objetivo a partir de uma constante,  $\alpha_r$ , que controla a importância de cada objetivo na avaliação final. Os objetivos do estudo são a maximização da potência

média do parque, definida como  $E(X)$ , e a minimização da variância da geração  $\sigma^2(X)$ . A avaliação é feita conforme descrito pela expressão (2.6).

$$\text{Min} - \alpha_r E(X) + (1 - \alpha_r) \sigma^2(X) \quad (2.6)$$

Com relação ao método de otimização, destacam-se as metaheurísticas como as técnicas mais utilizadas para a definição do *layout*, com predominância do Algoritmo Genético (AG). Os trabalhos [11, 12, 17, 19, 20, 23] são exemplos de estudos já citados em que os autores optaram por esta ferramenta.

O AG também foi utilizado em [24], a fim de minimizar o custo por potência extraída. O custo foi modelado como uma função não-linear do número de turbinas, e a potência, como uma função não linear da velocidade, considerando as restrições impostas pelo *wake effect*. Os resultados obtidos via AG são comparados com o método *Greedy Algorithm* modificado. A simulação considerou usinas compostas por, no máximo, 70 turbinas, e foi obtido um custo mínimo, por potência extraída, com 40 turbinas.

Em [25], o AG também foi escolhido como método para resolução do problema do posicionamento das turbinas. Entretanto, foram feitos ajustes considerando uma codificação *booleana* que levou a melhores resultados. A metodologia desenvolvida foi aplicada em parques já investigados da literatura, como em [26], demonstrando a eficiência do método.

Outros algoritmos evolutivos foram aplicados em [27] e [28]. Em [27], com o objetivo de maximizar a energia extraída, Kusiak e Song (2010) consideraram a dependência do ângulo de incidência, da velocidade dos ventos e de uma curva de potência linearizada da turbina. González et al. (2010) aplicam visando maximizar o valor presente líquido (VPL), que é dependente do custo inicial de operação e manutenção - valor este que deve ser atualizado anualmente - da energia que é vendida, do custo de desativação convertido em valor presente e de um valor residual. Também modelam a velocidade do vento em função da altura e do coeficiente de rugosidade, e os dados são organizados em um histograma aproximado por uma função de densidade de probabilidade de *Weibull*. Esses dados de velocidade, juntamente com a curva de potência dos aerogeradores e com o número de turbinas, determinam a energia anual produzida.

Em [18], foi utilizado o algoritmo de recozimento simulado (Simulated Annealing Algorithm - SAA). Yang et al. desenvolvem uma estratégia de busca local que é muito próxima à que será apresentada no capítulo 4. Entretanto, o estudo compreende quantidades de turbinas variando de 7 a 13 unidades, representando, assim, parques de menor porte.

Em [29], os autores optaram pelo método de Enxame de Partículas (PSO) para a resolução do problema, considerando restrições espaciais na região disponível. Apesar da metodologia desenvolvida apresentar uma boa eficácia na alocação dos aerogeradores,

respeitando as restrições impostas, o método não considera as implicações da próxima etapa, referente à conexão entre os aerogeradores, uma vez que as restrições permitem *layouts* que podem inviabilizar as conexões, devido às restrições.

O PSO também foi a abordagem utilizada em [26], com a finalidade de minimizar o custo do investimento e maximizar a produção de energia. A escolha pelo PSO deve-se à obtenção de resultados melhores do que os obtidos pelo AG. O comportamento dos ventos é tratado através de uma distribuição de densidade de probabilidades não-uniforme para o ângulo de incidência, que impacta diretamente o processo de otimização da localização dos aerogeradores devido ao *wake effect*.

Em [30], também foi utilizado o PSO com o objetivo de otimizar o posicionamento dos aerogeradores para extrair a máxima potência, em função da velocidade e direção do vento, analisados sob o aspecto de distribuição de probabilidade. Foram feitas análises de confiabilidade para o parque obtido, considerando que em caso de falha de uma unidade geradora, esta não provocasse o *wake effect*, prejudicando aquelas que estão localizadas à jusante. Foram obtidas a quantidade de aerogeradores e as respectivas localizações e o método foi validado através dos testes *Roy Billinton Test System* e *IEEE Reliability Test System*.

O PSO foi modificado pelos autores de [31] em uma versão para resolução de problemas de natureza inteira mista para a otimização do *layout*, levando em consideração uma modelagem 3D do modelo do *wake effect*. Na modelagem 1D, consideram-se apenas as interferências totais que uma turbina ocasiona naquelas à jusante. Já na modelagem 2D, considera-se também a interferência parcial, em que uma turbina não é completamente preenchida pela esteira daquela à montante. Na modelagem 3D, os autores avaliam a situação de parques em que há diferentes turbinas e, portanto, diferentes alturas para considerar no modelo. Os resultados apresentados demonstraram que o modelo de Jensen, por ser mais simplificado, prevê uma geração maior do que essa nova modelagem.

Já em [13], o problema foi modelado de forma não linear e a resolução foi feita através de métodos de otimização clássica, envolvendo programação matemática. Contudo, diferentemente do que foi aplicado em outros estudos, foram feitas várias simulações, variando a quantidade de turbinas no parque. Dessa forma, o problema apresentou uma simplificação, ao não considerar a quantidade de unidades de geração como uma variável de decisão. Em [32], também foi utilizada a programação matemática a partir de técnicas de gradiente, para a resolução do problema do *layout*.

Wang et al., em [22], aplicam o método de Monte Carlo para definição de *layouts* aleatórios, a fim de identificar o número de simulações necessárias para obtenção da máxima extração de potência. Entretanto, a abordagem considera a quantidade de turbinas variando de 2 a 6 unidades, ou seja, apenas parques eólicos de pequenas dimensões. Já Zergane, Smaili e Masson (2018) propõem um método em que o posicionamento dos aerogeradores são

definidos de forma aleatória, sem a aplicação de um processo de inteligência computacional.

Um outro aspecto que será abordado neste trabalho e que deve ser considerado na etapa de planejamento é a determinação das conexões da rede interna do parque entre os aerogeradores e a SE. Seus objetivos são, principalmente, a minimização do custo e das perdas, além da maximização da confiabilidade e da potência extraída pela subestação.

Com relação aos custos, destacam-se aqueles referentes aos cabos das conexões, das subestações e transformadores. Para o cálculo das perdas, alguns estudos aplicam métodos mais simples, como fluxos de potência lineares e simplificações no modelo dos cabos [33, 34]; outros, métodos complexos, tais quais o método de fluxo de potência pelo algoritmo de Newton-Raphson [21]. Uma vez calculadas as perdas, estas podem ou ser deduzidas da potência ou energia gerada, ou serem transformadas em custos, aplicando-se um valor monetário para energia.

As configurações de conexões mais frequentes para o problema de otimização do sistema coletor são as radiais e as em anel. As conexões radiais apresentam menor custo, uma vez que não são previstas conexões redundantes. Assim, cada conexão pode ser feita com um cabo especificado para a corrente que irá percorrê-la, o que faz com que essa configuração seja muito utilizada em estudos e em parques reais.

Todavia, a falta de redundância faz com que esse tipo de configuração apresente menor confiabilidade, uma vez que a falha em um cabo impossibilita a extração da potência de aerogeradores que estão conectados à subestação, direta ou indiretamente, através daquela conexão. De forma a contornar esse aspecto, as configurações em anel permitem um redirecionamento do fluxo em caso de falha em algum cabo ou unidade geradora. Logo, esse tipo de configuração exige que todas as conexões apresentem o mesmo tipo de cabo e que este seja suficiente para permitir a passagem de corrente na pior situação de falha. Assim, essa configuração apresenta custos mais elevados, embora seja melhor do ponto de vista da confiabilidade.

Com relação às restrições deste problema, consideram-se os limites de ampacidade dos cabos utilizados na rede interna do parque, bem como a configuração das conexões, uma vez que não são permitidos cruzamentos. Em alguns trabalhos, é considerada restrição a quantidade de alimentadores que partem da SE coletora.

Nos trabalhos investigados, o problema do roteamento do sistema coletor é resolvido a partir de métodos clássicos de otimização e de metaheurísticas, com destaque também para o AG.

Além das conexões entre as turbinas e as SE coletoras, aspectos muito importantes na avaliação na rede interna do parque são a posição e a quantidade de SE *offshore*. A quantidade de SE influencia no comprimento de cabos e nas perdas; entretanto, são necessários investimentos para a construção da plataforma e seus componentes. Portanto, este é um aspecto que deve ser considerado no planejamento dos parques.

Diante do exposto, os autores em [35] escolheram o AG e o PSO para otimizar a localização da subestação coletora, considerando um *layout* e conexões previamente definidas, visando à minimização do comprimento dos cabos. As simulações desenvolvidas consideraram sempre conexões radiais e foram divididas em três casos, sendo o primeiro com a metodologia aplicada sobre um parque uniforme com 64 turbinas, o segundo sobre um parque irregular, composto por 30 turbinas, e o terceiro caso referente a simulações de dois casos reais de parques no Marrocos.

O método de otimização bio-inspirado em Colônia de Formigas *Ant Colony Optimization - ACO* foi utilizado em [36] a fim de otimizar o sistema coletor. Em conjunto ao ACO, foi utilizado o AG para a definição da localização de cada aerogerador. O objetivo consistia na maximização da receita líquida, isto é, a receita obtida com a geração de energia subtraída dos custos com cabos. Foram considerados diversos tipos de cabos de diâmetros diferentes e foi feita uma análise do impacto do número de turbinas em um mesmo alimentador no valor final da receita líquida.

A maximização da conversão de potência e a eficiência e a minimização dos custos foi o objetivo de Gao et al. (2015). Para a otimização, foi aplicada uma variação do AG e foram considerados diversos cenários de velocidade e direção de vento. Custos com operação e manutenção foram modelados em função do número de turbinas, estruturas de suporte e rede elétrica e foi considerado um horizonte de operação de 20 anos.

Em [14], os autores utilizaram não só o AG, mas também optaram pelo PSO na otimização do *layout* e do sistema coletor. Para o problema da definição das conexões, utilizaram apenas a topologia radial, embora não tenham considerado a conexão com a SE coletora.

Os autores de [37] também aplicaram o AG para a otimização do *layout*, mas optaram pelo algoritmo *GeoSteiner* para a otimização do sistema coletor. A finalidade do estudo é a maximização da receita líquida dependente da produção de energia, das perdas e dos custos com cabeamento, com aquisição de área para instalação do parque e com turbinas. Para a aplicação dos métodos, foram consideradas diferentes quantidades de turbinas no parque. Para as conexões, considerou-se a configuração radial, mas também não realizaram a conexão dos aerogeradores com a SE coletora.

Em [38], é feita a otimização do *layout* e do sistema coletor através dos algoritmos AG e PSO, de forma a comparar sua eficiência. Foram consideradas 18 turbinas e uma subestação coletora e a configuração adotada foi a em anel. Entre os dois algoritmos, o AG apresentou melhor desempenho na obtenção da solução, embora tenha requisitado maior tempo computacional.

A partir de uma configuração fixa dos aerogeradores, em [39], foi desenvolvida uma metodologia de conexão elétrica das turbinas considerando todas as principais topologias de conexão (radial, árvore, estrela e anel), além de não permitir o cruzamento entre os

cabos submarinos, considerando que cada aerogerador possuía de 1 a 8 vizinhos para conexão. Buscava-se a redução do custo com os cabos de média tensão, mantendo fixas as posições dos aerogeradores e das subestações, bem como o número de subestações e alimentadores. O melhor resultado obtido foi a topologia radial com menor custo. Diversos tipos de cabos foram considerados e foi utilizado um fluxo de potência para verificar se a corrente de cada ramo era inferior à sua capacidade, otimizando, assim, os tipos de cabos.

Srikakulapu e Vinatha (2016) aplicam o ACO, com uma resolução do problema do caixeiro-viajante, para a otimização do sistema coletor, considerando um *layout* pré-definido do parque *offshore North Hoyle*, composto por 30 turbinas e desconsiderando a SE coletora. Após evoluções em sua metodologia, em [40], investigam ambos os problemas e, diferentemente da maioria dos trabalhos na literatura, o modelo do *wake effect* de Larsen foi utilizado para obter as potências geradas por cada aerogerador. Através de uma simplificação no cálculo das correntes, são obtidas as perdas no sistema e o cruzamento de cabos não é considerado restrição. A resolução do problema foi feita através de um acoplamento entre o ACO e múltiplas soluções do problema do caixeiro-viajante (*Multi Travelling Salesman Problem - MTSP*).

Esta metodologia foi aplicada a um parque de grande porte em [10], para a resolução de ambos os problemas, além de definir o posicionamento ótimo de SE coletoras. Os objetivos são maximizar a produção de energia, reduzir as perdas elétricas, minimizar o comprimento dos cabos (considerando restrições de cruzamento) e selecionar o tipo de cabo ótimo em função das perdas e da confiabilidade. Foram aplicados 5 diferentes cabos submarinos para a conexão radial de 280 turbinas a 4 SE *offshore*.

A estratégia utilizada em [33] para a otimização do sistema coletor consiste no acoplamento entre um método matemático de resolução de Problemas Linear Inteiro Misto e uma metaheurística, denominado *mateurística*. As restrições consideradas impedem o cruzamento de cabos, respeitam as capacidade dos cabos disponíveis, garantem a configuração radial e restringem o número de alimentadores que são conectados às subestações. A obtenção das perdas, no entanto, foi feita de forma simplificada.

Já Jin et al., em [21], aplicam o PSO para a resolução de ambos os problemas e utilizam o fluxo de potência através do método Newton Raphson para determinar as perdas elétricas do sistema. Para tanto, consideram que todas as turbinas estão operando em sua capacidade nominal com fator de potência unitário. Essa consideração do fator de potência é coerente, uma vez que, em muitos parques, o processo de conversão em que são acoplados aos aerogeradores possui um sistema de controle de forma a impedir fluxos de potência reativa entre a turbina e o sistema coletor. Os autores também consideram como restrição o cruzamento de cabos e a configuração obtida tem característica radial. Além disso, aplica-se uma restrição relacionada à quantidade de conexões que uma turbina pode ter, não permitindo que esta receba mais de 2 conexões provenientes de outras.

O PSO foi modificado em [41], a partir de um acoplamento entre este algoritmo e o método de caminho mínimo da teoria de grafos, denominando este acoplamento de *Adaptive Particle Swarm - Minimum Spanning Tree* (APSO-MST). O estudo visava a minimização do custo associado às conexões e a definição da localização da subestação, considerando restrições de classe de corrente e limites físicos do terreno.

O dimensionamento das interligações é um outro aspecto que deve ser considerado na etapa de planejamento do sistema coletor. Braz et al., em [42], aplicam um algoritmo de condutores econômicos, no qual uma lista de possíveis condutores são disponibilizados a duas versões distintas do AG, a fim de que o dimensionamento também seja definido, visando à redução das perdas ao longo do horizonte de operação do sistema.

A quantidade de subestações coletoras deve ser definida com base nas dimensões do parque, no número de aerogeradores e em suas respectivas potências nominais. Em situações em que a instalação de mais de uma subestação coletora é justificada eletricamente e economicamente, um processo de clusterização pode ser aplicado, de forma a particionar o parque em regiões menores associadas a cada SE. Essa estratégia foi adotada em [34] e [43].

Em [34], foi aplicado o *Quality Threshold Clustering Algorithm (QT)* de forma a dividir o parque em sub-regiões e otimizar a rede coletora, considerando a configuração radial e critérios elétricos e econômicos, tais como perdas, confiabilidade e custos de energia gerada. A obtenção das perdas foi feita de forma simplificada, sem aplicar um fluxo de potência, enquanto as resistências foram modeladas de forma linear, considerando parâmetros em corrente contínua e constantes associadas ao efeito pelicular e de proximidade, relacionados à corrente alternada. A aplicação da metodologia foi feita considerando um parque de 22 MW de capacidade instalada.

Já em [43], foi utilizado o método *Fuzzy C-Means (FCM)* na clusterização do parque e, em cada região, é alocada uma SE coletora, processo este diferente do aplicado por [34], uma vez que este aplica a clusterização para identificar qual aerogerador será conectado à única SE. Uma vez subdividida a região, problemas menores de otimização da rede coletora são solucionados através da teoria de grafos. A metodologia desenvolvida demonstrou um grande potencial de resolução, uma vez que identificou-se que a otimização do parque de 924 MW (616 turbinas de 1,5 MW) se tornou mais fácil ao aplicar essa divisão em subproblemas.

A teoria dos grafos também foi utilizada em [44], aplicando o método de clusterização desenvolvida em [34]. A energia anual produzida foi um dos focos neste estudo e foi modelada através de uma função não linear da velocidade. Outros aspectos investigados foram as perdas, o custo com o número de turbinas e com o comprimentos dos diferentes cabos utilizados.

O FCM também foi utilizado em [45] em conjunto com uma modelagem de progra-

mação inteira-binária e do método da árvore mínima (*Minimum Spanning Tree - MST*), com a finalidade de determinar o posicionamento de turbinas e as conexões radiais à SE coletora, minimizando os custos com investimento e perdas. Entretanto, na etapa de otimização do *layout*, não foi considerado o *wake effect* para o posicionamento das turbinas, apenas a proximidade entre aerogeradores e SE.

O método de Benders foi utilizado em [46] através da modelagem de um Problema Linear Inteiro Misto (PLIM) e do MST. Sua simulação constava até dois tipos de cabos disponíveis, permitindo o cruzamento de cabos, e foi aplicada para dois parques com 30 e 100 turbinas. Além disso, considera-se uma etapa de otimização da posição das SEs coletoras e a resolução dos problemas visavam à redução dos custos com perdas, com cabos e com manutenção.

A estratégia utilizada em [47] consiste na otimização das conexões através do MST e de métodos de resolução de PLIM via *softwares* comerciais. Geralmente, a solução de problemas dessa natureza envolve o método de *Branch and Bound*. A minimização dos custos considerando restrições de cruzamento e de ampacidade, com uma quantidade específica de alimentadores saindo da subestação, foi o objetivo do estudo.

O MST também foi utilizado em [48], em conjunto com um método de otimização populacional da ferramenta *Omni-Optimizer*, de forma a minimizar os custos com aquisição e lançamento de cabos e com a subestação *offshore*. É realizada a otimização das conexões e da posição da subestação e a metodologia desenvolvida foi aplicada para um parque composto por 66 turbinas, cujas conexões são radiais, e com 11 tipos diferentes de cabos.

Gonzalez et al. (2012), apontam diferenças consideráveis entre os custos de empreendimentos *onshore* e *offshore*. Seus estudos indicam que os custos de parques *offshore* podem ser até 3 vezes superiores aos custos de *onshore*. O objetivo também é a otimização do sistema coletor, mas com a aplicação do AG em conjunto com uma solução do problema do caixeiro-viajante. Busca-se a redução dos custos com transformadores, SE e cabos, através da otimização das conexões e da posição da SE.

Já em [49], os autores aplicam o problema de múltiplos caixeiros-viajantes, em conjunto com o AG, também com o objetivo de minimizar o custo com cabos e transformadores. Foi considerada uma única subestação transformadora e o número de aerogeradores localizados em cada alimentador era dependente do total de turbinas e de alimentadores no parque eólico.

O AG também foi utilizado junto com o *Greedy Algorithm* em [50], em que este foi utilizado para otimizar as conexões elétricas, enquanto o AG foi utilizado para a correção das conexões obtidas, visando a minimização do comprimento e custo dos cabos. A configuração adotada foi a radial ramificada, não permitindo conexões em anel.

Moon et al. (2014) consideram 3 diferentes tipos de cabos: i) intermediários, utilizados para a conexão entre aerogeradores; ii) terminais, que conectavam aerogeradores

à SE; iii) e de transmissão, cabos estes que faziam a conexão do parque ao continente. A otimização também é realizada através do AG e buscava a definição das conexões e da posição da SE de forma a reduzir os custos com cabos e perdas elétricas e aumentar a energia disponível considerando critérios de confiabilidade. Para a aplicação da metodologia, foi considerado um parque composto por 20 turbinas de 5 MW.

Visando aprimorar aspectos de confiabilidade, Li et al. (2019) utilizam o MST para definir uma configuração de conexão radial e, em seguida, aplicam o PSO para determinar conexões extras que garantam uma maior produção do parque em caso de falha de cabos. Para a avaliação da metodologia, foram consideradas duas configurações com 19 turbinas e uma SE, variando suas posições em cada caso. Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo busca adicionar cabos em paralelo, minimizando a Energia Esperada Não Suprida - EENS e maximizando o custo por energia gerada.

Diante da revisão exposta, após análise dos diversos estudos apresentados, foi elaborada a Tabela 1, que permite uma comparação entre as abordagens utilizadas pelos autores.

Tabela 1 – Comparativo entre as abordagens encontradas.

Ref.	Otim. <i>Layout</i>	Otim. Sist. Coletor	Algoritmo	Objetivo
[10]	✓	✓	AG, ACO e MTSP	Max Receita Líquida
[11]	✓	X	AG	Min Custo por Potência Extraída
[12]	✓	X	AG	Min Custo por Potência Extraída
[13]	✓	X	Mét. Clássico	Min Custo por Potência Extraída
[14]	✓	✓	AG e PSO	Min Custo por Potência Extraída
[15]	✓	X	Aleatório	Min Custo por Potência Extraída
[16]	✓	X	Algoritmo Evolutivo	Min Custo por Potência Extraída
[17]	✓	X	AG	Max. Geração e Min. Custo
[18]	✓	X	SAA	Max Potência Extraída

(continua na próxima página)

Tabela 1: Comparativo entre as abordagens encontradas.

Ref.	Otim. <i>Layout</i>	Otim. Sist. Coletor	Algoritmo	Objetivo
[19]	✓	X	AG	Max Potência Extraída
[20]	✓	X	AG	Max Potência Extraída
[21]	X	✓	PSO	Min. Custos totais e c/ Perdas
[22]	✓	X	Monte Carlo	Max Extração de Potência
[23]	✓	X	AG	Max Potência Média e Min Variância
[24]	✓	X	AG	Min Custo por Potência Extraída
[25]	✓	X	AG	Min Custo por Potência Extraída
[26]	✓	X	PSO	Min Custo por Potência Extraída
[27]	✓	X	Algoritmo Evolutivo	Max Energia Extraída
[28]	✓	X	Algoritmo Evolutivo	Max VPL
[29]	✓	X	PSO	Max Energia Extraída
[30]	✓	X	PSO	Max Potência Extraída
[31]	✓	X	AG	Max Potência Extraída
[32]	✓	X	Mét. Clássicos	Max Energia Extraída
[33]	X	✓	Mateurística	Min Perdas
[34]	X	✓	Clusterização	Min perdas
[35]	X	✓	AG e PSO	Min Comprimento de Cabos
[36]	✓	✓	PSO e AG	Max Receita Líquida

(continua na próxima página)

Tabela 1: Comparativo entre as abordagens encontradas.

Ref.	Otim. <i>Layout</i>	Otim. Sist. Coletor	Algoritmo	Objetivo
[37]	✓	✓	AG e GeoSteiner	Max Receita Líquida
[38]	✓	✓	AG e PSO	Max Energia Extraída
[39]	X	✓	AG	Min Custos
[40]	✓	✓	ACO	Min. Comp. de Cabos e Min <i>Wake Effect</i>
[41]	X	✓	PSO e MSP	Min Custos
[42]	X	✓	AG	Min Perdas
[43]	X	✓	Teoria de Grafos	Min Custo
[44]	X	✓	Teoria de Grafos	Min Comprimento de Cabos
[45]	✓	✓	MST e Mét. Clássicos	Min Custos
[46]	X	✓	Mét. Clássicos	Min Custos
[47]	X	✓	MST e Clássico	Min Custos
[48]	X	✓	MST e Alg. Populacional	Min Custos
[49]	X	✓	AG	Min Custos
[50]	X	✓	AG e <i>Greedy Algorithm</i>	Min Custos
[51]	X	✓	ACO	Min. Comp. de Cabos
[52]	X	✓	AG	Min Custos
[53]	X	✓	AG	Min Custos
[54]	✓	X	AG	Max Potência Extraída e Min Custos

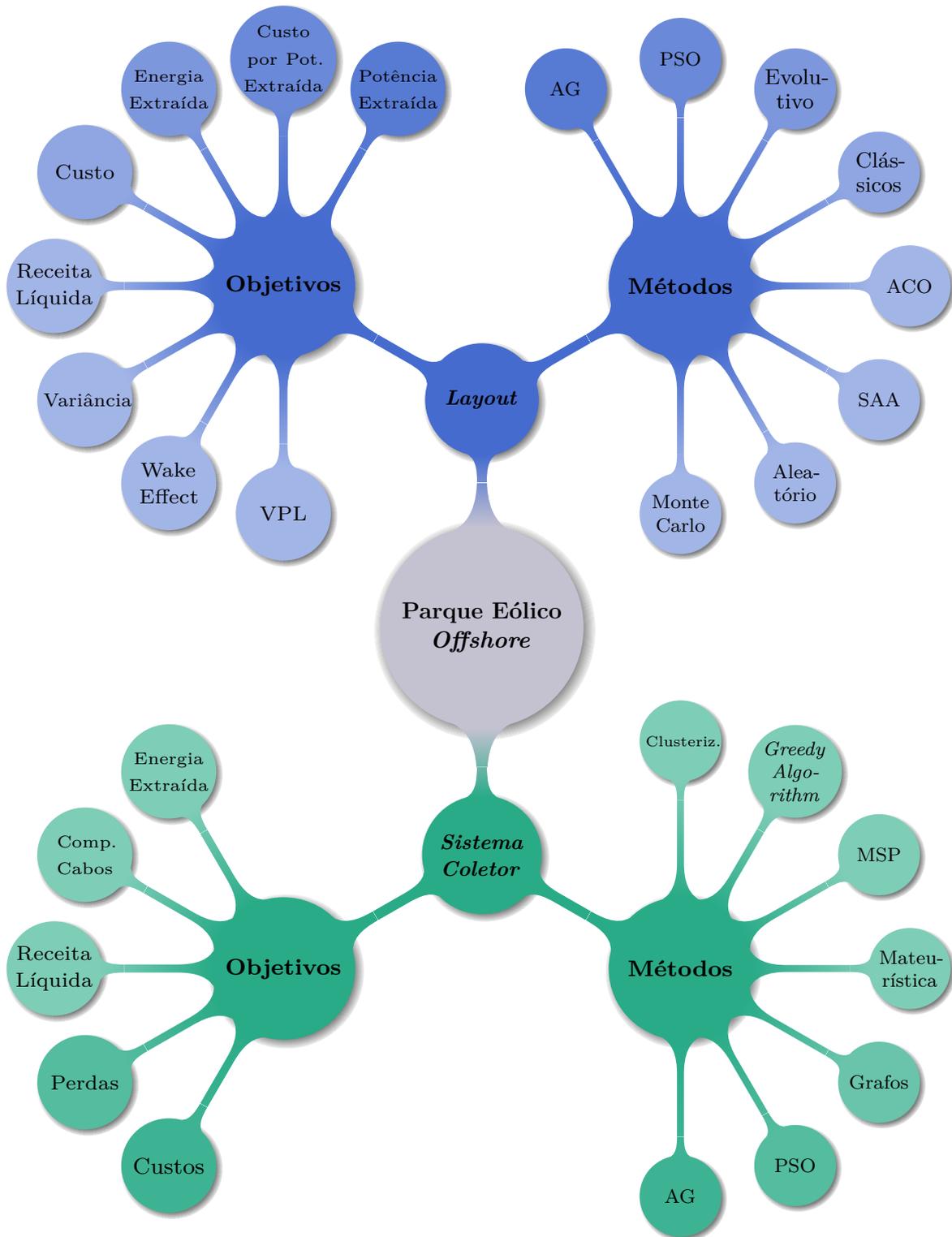
(continua na próxima página)

Tabela 1: Comparativo entre as abordagens encontradas.

Ref.	Otim. <i>Layout</i>	Otim. Sist. Coletor	Algoritmo	Objetivo
[55]	X	✓	MST e PSO	Min Custos

A Figura 1 apresenta um esquemático dos algoritmos de otimização e dos aspectos analisados para cada um dos problemas nas revisões analisadas. A tonalidade de cada elemento está associada à frequência com que foram aplicados. Assim, elementos de tonalidade mais escura são mais frequentes do que aqueles de tonalidade mais clara.

Figura 1 - Comparativo entre os estudos encontrados na revisão bibliográfica.



Fonte: elaborado pelo autor

### 3 METODOLOGIA

Para a resolução dos problemas investigados neste trabalho, serão aplicadas técnicas de inteligência computacional. Neste capítulo, são descritas as técnicas que serão comparadas com relação à capacidade de solução e são apresentadas as modificações propostas no algoritmo de ecolocalização de morcegos.

Para classificar um problema de otimização, devem ser analisadas diversas características que permitirão definir as melhores estratégias para solucioná-lo. A primeira característica é a linearidade da função objetivo (FOB) e das restrições. Caso um desses elementos possua uma parcela não linear, o problema já é caracterizado como não linear [59].

A segunda característica está relacionada à natureza das variáveis, que podem ser classificadas como: *contínuas*, quando as variáveis podem assumir valores reais; *discretas*, quando podem assumir apenas valores inteiros; ou *binárias*, quando podem assumir apenas os valores 0 ou 1. O problema será classificado da mesma forma como as suas variáveis de decisão. Entretanto, se um problema possuir variáveis contínuas e discretas, ele será definido como de natureza inteira mista [59].

A terceira característica está relacionada à região de solução. Os problemas em que há apenas um valor máximo são definidos como côncavos, enquanto que os que possuem apenas um ponto mínimo são denominados convexos. Quando um ponto mínimo é também um ponto máximo, o problema é caracterizado como côncavo e convexo e quando a região de solução possui vários pontos máximos e mínimos, os problemas são considerados como nem côncavo nem convexo, denominados multimodais [59].

A maioria dos métodos de otimização baseados em programação matemática dependem de um ponto de partida para a resolução do problema, ao qual a resposta obtida estará associada. Em problemas côncavos ou convexos, essa característica não representa necessariamente um obstáculo, uma vez que o método tenderá a encontrar o ponto que maximiza ou minimiza a função, o ponto ótimo. Contudo, em problemas multimodais, o ponto ótimo obtido é dependente do inicial e não há garantia de que será o melhor em toda a região de solução (ponto ótimo global). Em problemas multimodais, pois, o ponto ótimo é caracterizado como ponto ótimo local, uma vez sendo o melhor entre os que estão nas regiões próximas a ele.

Assim, diversas estratégias de solução têm sido desenvolvidas para a resolução de problemas dessa natureza, por meio da utilização de heurísticas. As heurísticas são métodos de busca de baixo esforço computacional e que não garantem a obtenção das soluções ótimas. As estratégias de busca visam, entretanto, à obtenção de soluções viáveis, podendo ou não ser ótimas. Logo, buscam-se, com esses métodos, soluções que sejam as mais próximas, dentro do possível, da melhor.

Todavia, o desenvolvimento de cada técnica, geralmente, envolve certas particularidades que a torna eficiente apenas para uma classe específica de problemas. Essa característica fez com que estudos fossem realizados de forma a elaborar métodos com uma arquitetura genérica e a ser possível sua aplicação em uma maior quantidade de problemas, sem que se tornasse, ao mesmo tempo, uma ferramenta mais complexa e menos flexível.

As técnicas de inteligência computacional (IC) surgem a partir da união entre a inteligência artificial (IA) e a área de otimização. A IC é uma ciência que busca a criação de metodologias que modelam, computacionalmente, comportamentos inteligentes verificados na natureza ou em características humanas [60, 61]. Essas técnicas são denominadas meta-heurísticas.

Diversos aspectos biológicos na natureza serviram de inspiração para o desenvolvimento de algoritmos de IC. A teoria da evolução das espécies, que prevê que o indivíduo mais forte de uma população tem maior tendência a se reproduzir e transmitir essas informações aos seus descendentes, serviu de inspiração para a elaboração do Algoritmo Genético (AG). As formigas, na busca de alimento, liberam o hormônio feromônio, que serve como um indicador para as outras formigas da colônia. Essa inteligência na comunicação das formigas inspirou a criação do algoritmo Ant Colony Optimization (ACO). De forma análoga, foram desenvolvidos outros algoritmos como o *Grey Wolf Optimizer* - GWO, *Bat-Algorithm* - BA, *Particle Swarm Optimization* - PSO, *Flower Pollination Algorithm* - FPA, entre outros.

Na implementação dessas técnicas, geralmente há a distinção no algoritmo entre as etapas de busca local e de busca global. A etapa de busca global envolve variações dos indivíduos de forma a percorrer a região de solução, considerando as posições dos demais. Já a etapa de busca local consiste em pequenas variações do melhor indivíduo, de forma a ser realizado um refinamento nas regiões próximas.

Conforme será apresentado no Capítulo 4, foram desenvolvidas para a busca local estratégias específicas para os problemas em investigação e, portanto, todos os algoritmos aqui investigados apresentarão a mesma estratégia nesta etapa.

No presente estudo, optou-se por investigar as técnicas BA, PSO, GWO e uma versão modificada do BA que será proposta neste trabalho. Esses algoritmos foram selecionados uma vez que foram aqueles que apresentaram os melhores resultados dentre os testados. Além disso, são de fácil implementação computacional e possuem características estruturais muito semelhantes.

O objetivo dessa comparação é aferir a capacidade e a eficiência na obtenção do *layout* e do roteamento pelos algoritmos com as estratégias desenvolvidas para a busca local. Nas próximas seções, será introduzido o BA na versão original e serão apresentadas as modificações realizadas. Em seguida, serão abordados o PSO e o GWO, de forma sucinta.

### 3.1 ECOLOCALIZAÇÃO DE MORCEGOS - *BAT ALGORITHM*

A ecolocalização de morcegos, também denominado *Bat Algorithm* (BA), é uma técnica de otimização bio-inspirada no comportamento dos morcegos proposta por Yang [56]. Os morcegos identificam presas, obstáculos e predadores através da emissão e captação de ondas ultrassônicas, identificando a distância pelo tempo de retorno da onda refletida e adaptando as informações obtidas pelo Efeito *Doppler*. Essa capacidade biológica é denominada ecolocalização, sendo um recurso utilizado, principalmente, por morcegos e outros animais de hábitos noturnos.

Dois parâmetros importantes sobre os pulsos emitidos pelos morcegos são a amplitude e a frequência de emissão. Em situações em que o morcego precisa de maior exatidão na posição de sua presa, ele emite ondas de menor amplitude e, conseqüentemente, menor energia, mas em alta frequência. Diferentemente, quando na busca por uma presa ou por possíveis predadores, as ondas emitidas possuem maior amplitude e menor frequência. Essas características de busca podem ser interpretadas, respectivamente, como as etapas de busca local e global, do ponto de vista da otimização [56].

No BA, cada morcego representa uma possível solução do problema e sua localização espacial está associada aos valores de cada uma das variáveis do problema. No início do processo de otimização, são definidos o número de morcegos ( $n$ ) e as taxas de decréscimo da amplitude do pulso ( $\alpha$ ) e de aumento da emissão de pulso da onda sonora ( $\lambda$ ). Primeiramente, são inicializadas as posições dos morcegos ( $X_i$ ) e seus parâmetros individuais, que são: velocidade ( $V_i$ ), frequência ( $f_i$ ), taxa de emissão de pulso ( $r_i$ ) e amplitude do pulso ( $A_i$ ). Essas posições ( $X_i$ ) representam as possíveis soluções do problema, que são avaliadas e classificadas através do valor numérico da FOB. A melhor posição avaliada ( $X_*$ ) define o melhor morcego da população.

Na sequência, a segunda forma inicia-se o processo iterativo do algoritmo. O critério de parada pode ser definido de acordo com o interesse da aplicação. As três possibilidades que mais são utilizadas na literatura são o número de iterações, o número de estagnações e o tempo de execução. A iteração do algoritmo é definida como a avaliação de todos os novos indivíduos da população. Define-se como uma estagnação, uma iteração em que o melhor indivíduo não foi alterado. Para cada iteração  $t$  são atualizadas as novas frequências ( $f_{r_i}$ ), velocidades ( $V_i^{t+1}$ ) e posição ( $X_i^{t+1}$ ) do morcego  $i$  utilizando as Equações (3.1) - (3.3), em que a frequência do morcego  $i$  está entre o valor mínimo ( $f_{min}$ ) e máximo ( $f_{max}$ ) e  $\beta$  é um número aleatório pertencente ao intervalo  $[0, 1]$ .

$$f_{r_i} = f_{min} + (f_{max} - f_{min}) \cdot \beta \quad (3.1)$$

$$V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t) \cdot f_{r_i} \quad (3.2)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \quad (3.3)$$

Após a atualização das posições dos morcegos, verifica-se a ocorrência da etapa de busca local, que acontece caso um número aleatório,  $\xi_1$ , entre 0 e 1, seja superior à taxa de emissão de pulso  $r_i$  do morcego  $i$ . Nesta etapa, é gerado um morcego  $i$  temporário que é definido como o melhor morcego do bando, com uma pequena variação em suas variáveis. Do ponto de vista da otimização, esta etapa de busca local representa uma pequena variação da melhor solução já obtida, de forma a verificar se nas proximidades existe uma melhor solução. A Equação (3.4) mostra como é gerada a nova posição ( $X_{i-temp}^{t+1}$ ) para o morcego  $i$ , em relação ao melhor ( $X_*$ ), em função da média da amplitude do pulso ( $A^t$ ) e de  $\epsilon$ , que é um vetor de números aleatórios entre -1 e 1, cuja dimensão é igual à do problema.

$$X_{i-temp}^{t+1} = X_*^t + \epsilon \cdot média(A^t) \quad (3.4)$$

Para que não ocorra violação do espaço de busca, faz-se a verificação da nova solução ( $X_{i-temp}^{t+1}$ ), com base nos limites mínimos e máximos definidos para cada variável. Caso haja violação dos limites, as variáveis que os violaram são alteradas para o valor do limite violado. Embora esta modificação não esteja presente na versão original do algoritmo, foi feita a implementação dessa forma, uma vez que as variáveis dos problemas em estudo apresentam limitações.

Após essa verificação, as soluções são avaliadas e, então, inicia-se a etapa de busca global, que será responsável pela inclusão das novas soluções geradas. Os critérios para a ocorrência da etapa de busca global são dois: (i) a avaliação da solução temporária deve ser menor do que a da iteração anterior; (ii) um valor aleatório  $\xi_2$ , deve ser menor do que a amplitude do pulso do morcego  $i$ . No caso das condições serem satisfeitas, são atualizadas a taxa de emissão de pulso ( $r_i^{t+1}$ ) e a amplitude de pulso ( $A_i^{t+1}$ ) do morcego, conforme as Equações (3.5) e (3.6) e a solução temporária é aceita no conjunto de soluções, sendo o morcego é, finalmente, atualizado, como mostra a Equação (3.7).

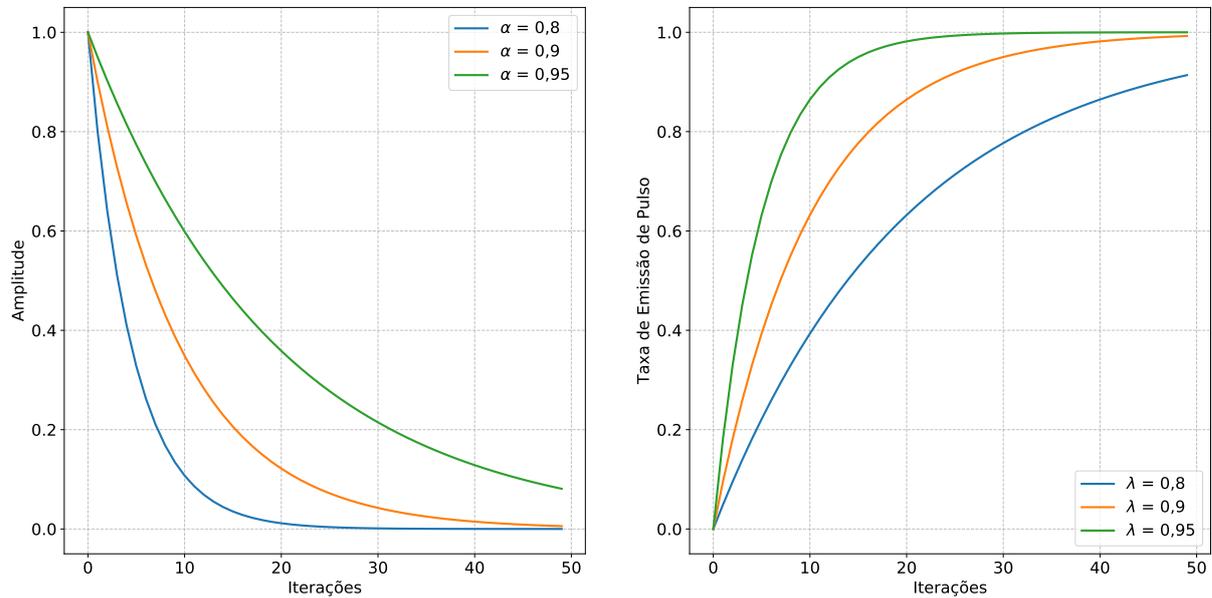
$$r_i^{t+1} = r_i^0 \cdot [1 - e^{-\lambda \cdot t}] \quad (3.5)$$

$$A_i^{t+1} = \alpha \cdot A_i^t \quad (3.6)$$

$$X_i^{t+1} = X_{i-temp}^{t+1} \quad (3.7)$$

Após a avaliação de todas as soluções, o melhor morcego do bando é atualizado ( $X_*$ ). É importante ressaltar que, durante o processo de busca, a amplitude de pulso ( $A_i$ )

Figura 2 - Comportamento dos parâmetros do BA em função de  $\alpha$  e  $\lambda$ .



Fonte: elaborado pelo autor.

diminui e a taxa de emissão de pulso ( $r_i$ ) aumenta, como mostra o Figura 2. Portanto, no início do processo iterativo, a busca global ocorre com maior frequência, mas, ao longo das iterações, a condição dificilmente é satisfeita, devido à queda da amplitude do pulso. No entanto, os momentos em que as etapas de busca se tornam mais frequentes são diretamente dependentes dos parâmetros  $\alpha$  e  $\lambda$ , como também é possível perceber no gráfico. Além disso, devido à característica das amplitudes com o decorrer do processo, sua média diminui, tornando a busca local mais refinada.

No Algoritmo 1, é apresentado um pseudo-código do BA, em que a função que avalia cada solução é representada por *fun*.

### 3.1.1 Modificações propostas

A partir do BA exposto, foram feitas três modificações de forma a aprimorar o desempenho do método e adequá-lo aos problemas em estudo. A primeira é a condição para ocorrer a busca global. De acordo com o proposto por Yang (2010), a solução temporária somente deve ser aceita na população caso um número aleatório seja menor do que a amplitude  $e$  sua solução seja melhor do que a da iteração anterior. No presente trabalho, a solução temporária será aceita se o número aleatório for maior do que a amplitude do pulso *ou* se o morcego temporário obtiver uma avaliação superior à do melhor morcego até a iteração corrente. Dessa forma, boas soluções têm maiores chances de serem selecionadas, mesmo que a amplitude ainda esteja alta.

A segunda modificação é referente ao aumento da taxa de emissão de pulso e da

---

**Algoritmo 1** *Bat Algorithm - BAT*


---

- 1: **Inicializar** Parâmetros  $n, \alpha, \lambda$
  - 2: **Inicializar** Morcegos:  $(X_i, \text{ com } i = 1, 2, \dots, N_{\text{morcegos}})$
  - 3: **Avaliar** Morcegos:  $fun(X_i)$
  - 4: **Atualizar** Melhor morcego:  $(X_*)^t$
  - 5: **Enquanto** o critério de parada não for atendido, **faça**:
  - 6:   **Loop** 1:n
  - 7:      $fr_i = fr_{\min} + (fr_{\max} - fr_{\min})\beta \quad \beta \in [0, 1]$
  - 8:      $V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t)fr_i$
  - 9:      $X_i^{t+1} = V_i^{t+1} + X_i^t$
  - 10:    **Se**  $\xi_1 > r_i, \xi_1 \in [0, 1]$ , **faça**:
  - 11:      $X_{i-temp}^{t+1} = X_*^t + \epsilon \text{média}(A_i^t), \quad \epsilon \in [-1, 1]$
  - 12:    **Fim Se**
  - 13:    **Verificar** violações e **Avaliar** morcego:  $fun(X_i^{t+1})$
  - 14:    **Se**  $\xi_2 < A_i^t$  e  $fun(X_{i-temp}^{t+1}) \leq fun(X_i^t)$ , **faça**:
  - 15:      $r_i^{t+1} = r_i^0(1 - e^{-\lambda t})$
  - 16:      $A_i^{t+1} = \alpha A_i^t$
  - 17:      $X_i^{t+1} = X_{i-temp}^t$
  - 18:    **Fim Se**
  - 19:    **Fim Loop**
  - 20: **fim Enquanto**
  - 21: **Retornar**  $X_*^t$
- 

redução da amplitude. Enquanto a formulação original sugere que ambos sejam afetados pelo número de iterações, a proposta é que esses parâmetros sejam influenciados pelo número de estagnações do morcego avaliado, e não com a evolução das iterações, conforme o algoritmo original.

Essa modificação prevê a ocorrência das etapas de busca local e global ao longo de todo o processo iterativo. Na medida em que a melhor solução começa a estagnar, esta estará sujeita a mais refinamentos até que o critério de parada seja atingido. No entanto, caso o processo de refinamento seja bem sucedido, o melhor indivíduo será atualizado e a taxa de emissão de pulso e a amplitude são reiniciados, dando espaço à busca global novamente.

A terceira modificação está associada à natureza das variáveis dos problemas investigados. Nas simulações em que o objetivo é a otimização de problemas formulados na versão discreta, as variáveis devem sofrer um arredondamento, como mostra a Equação (3.8).

$$V_i^{t+1} = \lfloor V_i^t + (X_i^t - X_*^t) \cdot f_i \rfloor \quad (3.8)$$

### 3.2 ENXAME DE PARTÍCULAS - PSO

O PSO, Otimização por Enxame de Partículas, é um algoritmo desenvolvido por Kennedy (1995) cujas estratégias são baseadas no aprendizado de voo de pássaros e em cardumes de peixes. Os parâmetros desse algoritmo são os coeficientes de aprendizado  $c_1$  e  $c_2$ . A obtenção da nova posição de uma partícula é definida conforme mostra a Equação (3.9), em que  $X_{*loc}$  representa a melhor posição que a partícula  $i$  já alcançou e  $X_{*glo}$  representa a melhor posição atingida por todas as partículas.

$$X_i^{t+1} = X_i^t + c_1 \cdot \xi_1(X_{*loc} - X_i^t) + c_2 \cdot \xi_2(X_{*glo} - X_i^t) \quad (3.9)$$

Uma das vantagens da aplicação das meta-heurísticas é a infinidade de modificações que podem ser feitas a partir de uma já estabelecida. Uma estratégia, de forma a tornar mais evidentes os processos de busca local e global, é a aplicação de coeficientes  $c_1$  e  $c_2$  dinâmicos ao longo do processo iterativo, de tal maneira que  $c_1$  aumente e  $c_2$  diminua com o decorrer das iterações.

Nas simulações que visam à resolução dos problemas na versão discreta, é aplicado um arredondamento no cálculo da posição da nova partícula, como também descrito no BA.

### 3.3 GREY WOLF OPTIMIZER - GWO

O GWO é um algoritmo desenvolvido por Mirjalili (2014), cujas estratégias são baseadas em comportamentos de sobrevivência de uma alcateia de lobos cinzentos. O único parâmetro a ser definido nesse método é o coeficiente de exploração  $a_{exp}$ , que é determinado inicialmente como 2, apresenta um comportamento decrescente com o decorrer das iterações e controla a busca local e global.

O comportamento que será considerado neste trabalho será um decrescimento linear. Contudo, é importante ressaltar que, em alguns estudos, são utilizados mapas caóticos que modelam diferentes formas desse coeficiente sofrer modificações ao longo do processo iterativo.

Nessa espécie, identifica-se a existência de uma hierarquia entre os lobos e que os três mais fortes atacam a presa, cercando-a, com os demais lobos dando suporte. Na otimização, a posição de cada lobo é uma possível solução do problema; a hierarquia é definida em função da avaliação pela FOB e as melhores avaliações são associadas aos melhores lobos.

Para obter uma nova solução, são calculados vetores de distâncias entre a solução atual  $X^t$  e as 3 melhores,  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\delta$ , em ordem decrescente de melhor avaliação. Essas

distâncias são calculadas conforme mostram as Equações (3.10) a (3.12).  $\vec{C}_1$ ,  $\vec{C}_2$  e  $\vec{C}_3$  são vetores de mesma dimensão das soluções e são compostos por valores aleatórios entre 0 e 2.

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}^t| \quad (3.10)$$

$$\vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X}^t| \quad (3.11)$$

$$\vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}^t| \quad (3.12)$$

Com base nessas distâncias, são calculadas 3 possíveis posições  $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ , como mostram as Equações (3.13) a (3.15).  $\vec{A}_1$ ,  $\vec{A}_2$  e  $\vec{A}_3$  são vetores formados por números aleatórios entre -1 e 1, multiplicados pelo fator  $a_{exp}$ , que decresce linearmente de 2 a 0. Assim, esses vetores são, inicialmente, aleatórios entre -2 e 2, mas esse intervalo diminui ao longo do processo iterativo.

$$X_1 = X_\alpha - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha \quad (3.13)$$

$$X_2 = X_\beta - \vec{A}_2 \cdot \vec{D}_\beta \quad (3.14)$$

$$X_3 = X_\delta - \vec{A}_3 \cdot \vec{D}_\delta \quad (3.15)$$

A nova solução é, então, calculada a partir da média aritmética dessas 3 novas posições, como mostra a Equação (3.16)

$$X_i^{t+1} = \frac{X_1^t + X_2^t + X_3^t}{3} \quad (3.16)$$

As etapas de busca local e global nesse algoritmo estão associadas aos valores de  $\vec{A}_1$ ,  $\vec{A}_2$  e  $\vec{A}_3$ . Quando os módulos desses vetores são maiores do que 1, as novas posições são obtidas através do afastamento da posição vista como o ponto ótimo e, caso contrário, através da aproximação.

Assim como no BA e PSO, no presente estudo, a obtenção das novas soluções no GWO também possui uma etapa de arredondamento das soluções.

## 4 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO DO *LAYOUT*

Durante a interação do vento com um aerogerador, as pás iniciam um movimento de rotação, devido às suas estruturas aerodinâmicas. Internamente, esse movimento é transmitido a unidades geradoras que fazem a conversão da energia cinética em elétrica. Entretanto, a energia proveniente dos ventos sendo convertida em rotação das pás não é um fenômeno ideal, de forma que uma região de turbulência é formada à jusante da turbina, em relação à direção do vento incidente.

Após encerrada a turbulência, verifica-se uma redução da velocidade do vento em relação à que incidiu na turbina, devido às conservações de energia, massa e momento. Além disso, verifica-se, também, um aumento dessa velocidade após a região de turbulência à medida que se afasta do aerogerador. Assim, existe o efeito esteira, que é um processo de recomposição da velocidade do vento em regiões localizadas à jusante dos aerogeradores, que deve ser considerado na definição do posicionamento das turbinas, posto que uma menor velocidade incidente ocasiona uma menor geração de energia.

Neste capítulo, é apresentada a modelagem completa do *wake effect* e são descritas todas as formulações necessárias para a avaliação do *layout* de um parque eólico *offshore*. Em seguida, é definida a curva de potência considerada nesses estudos e, por fim, será apresentada a modelagem discreta para o problema em estudo, bem como as estratégias de refinamento de soluções desenvolvidas e que serão aplicadas às etapas de busca local dos algoritmos de otimização.

### 4.1 MODELAGEM DO *WAKE EFFECT*

A Figura 3 apresenta a região nas redondezas da turbina por onde o vento flui, em que  $u_0$  representa a velocidade do vento em uma região distante da turbina. À medida em que se aproxima, a velocidade diminui até  $u_R$  quando atinge o rotor. Após a interação com este, o volume ocupado pelo vento se expande até que se estabiliza em um raio  $r_d$  e velocidade  $u_d$  [68].

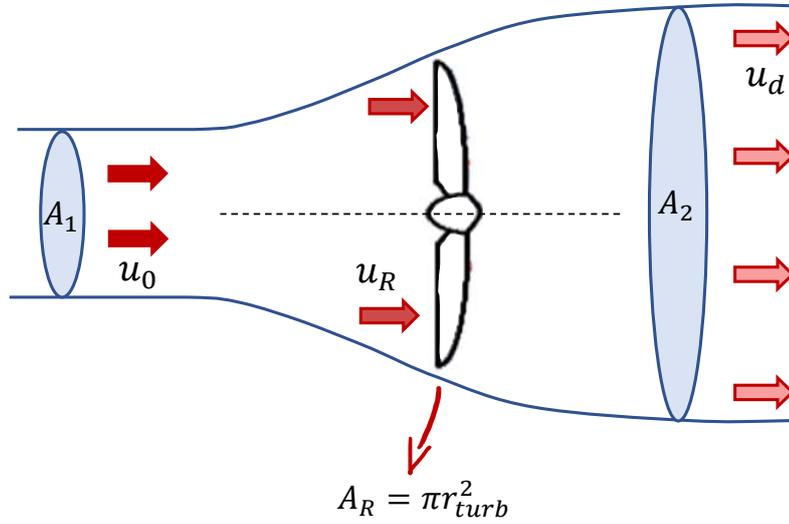
A potência extraída por essa turbina  $P$  pode ser descrita através da Equação (4.1), em que  $\rho$  é a densidade do ar e  $A_1$  e  $A_2$  são as áreas descritas na Figura 3 [68].

$$P = \frac{1}{2}\rho A_1 u_0^3 - \frac{1}{2}\rho A_2 u_d^3 \quad (4.1)$$

A conservação da vazão mássica  $\dot{m}$  garante que:

$$\dot{m} = \rho u_0 A_1 = \rho u_d A_2 = \rho u_R A_R = \text{constante}$$

Figura 3 - Comportamento do vento nas redondezas da turbina.



Fonte: elaborado pelo autor baseado em [68].

Assim, a Equação (4.1) pode ser reescrita conforme a (4.2).

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (u_0^2 - u_d^2) \quad (4.2)$$

Além disso, pode-se obter a relação (4.3) [68], considerando que a potência também pode ser escrita através da relação  $P = F_T \cdot u_R$ , em que  $F_T$  é a força média sobre o rotor e pode ser expressa por  $F_T = \dot{m}(u_0 - u_d)$ , comparando com (4.2) e fazendo as devidas simplificações.

$$u_R = \frac{1}{2} (u_0 + u_d) \quad (4.3)$$

Por definição, o fator de indução axial  $a_{ind}$  do rotor é obtido em função das velocidades  $u_d$  e  $u_0$ , através da Equação (4.4). Por outro lado, este fator  $a_{ind}$  também pode ser definido através do coeficiente de confiança  $C_T$  da turbina, como mostra a Equação (4.5) [68].

$$a_{ind} = \frac{1}{2} \left( 1 - \frac{u_d}{u_0} \right) \quad (4.4)$$

$$a_{ind} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{2} \quad (4.5)$$

Assim, a velocidade  $u_d$ , após a estabilização do vento, pode ser obtida através da Equação (4.4), reescrita conforme (4.6) [68].

$$u_d = u_0(1 - 2a_{ind}) \quad (4.6)$$

Considerando que a vazão mássica se conserva, pode-se obter a relação (4.7) entre as velocidades  $u_R$  e  $u_d$ , em função das áreas  $A_R$  e  $A_d$ , representadas na Figura 3 [68].

$$\pi r_{turb}^2 u_R = \pi r_d^2 u_d \quad (4.7)$$

Aplicando as Equações (4.3), (4.6) e (4.7), pode ser obtido o valor do raio  $r_d$  do volume de controle logo após a interação com a turbina, através da Equação (4.8) [68].

$$r_d = r_{turb} \sqrt{\frac{1 - a_{ind}}{1 - 2a_{ind}}} \quad (4.8)$$

O coeficiente de potência  $C_P$  de uma turbina é definido como a razão entre a potência gerada por uma turbina e a potência que poderia ser extraída a partir do total aproveitamento do vento incidente. Este coeficiente, após simplificações, pode ser definido conforme mostra a Equação (4.9) [68].

$$C_P = 4a_{ind}(1 - a_{ind}^2) \quad (4.9)$$

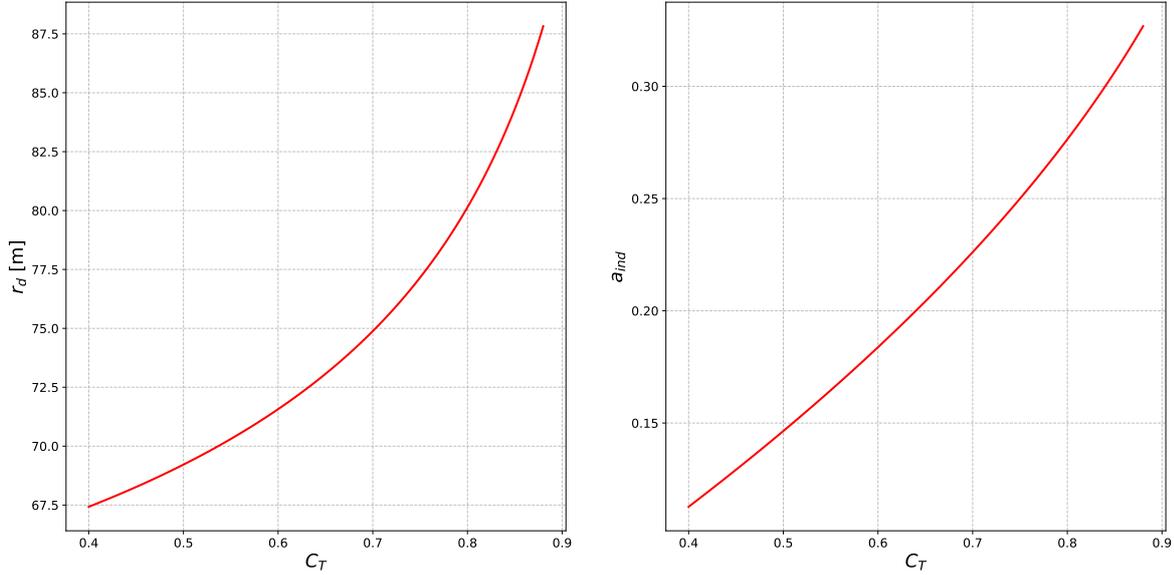
As relações de Betz são relações que definem limites máximos operacionais para a turbina. De forma que o  $C_P$  seja máximo, a partir de (4.9),  $a_{ind}$  deve ser igual a 1/3, e o coeficiente  $C_T$  será igual a 8/9 (Equação (4.5)) [68]. A Figura 4 mostra o comportamento do coeficiente  $a_{ind}$  e de  $r_d$  em função de  $C_T$ , considerando uma turbina de raio 63 m e variando  $C_T$  até o seu valor máximo.

Observa-se que à medida que o coeficiente  $C_T$  aumenta, o fator de indução axial  $a_{ind}$  também aumenta, assim como o valor de  $r_d$ . Portanto, apesar de um  $C_T$  elevado significar melhor aproveitamento do vento incidente sobre uma turbina, verifica-se também que há um aumento considerável do raio inicial da esteira  $r_d$ .

Além da redução da velocidade dos ventos observada após a interação com o aerogerador, verifica-se um aumento gradativo da velocidade com o aumento da distância da turbina, em função dos ventos que não participaram do processo de conversão de energia. O modelo analítico de Jensen (1983) modela, matematicamente, esse processo de recomposição da velocidade em uma região com formato de tronco de cone (esteira), localizada à jusante da turbina, em relação à direção do vento incidente.

Em outras palavras, esse modelo considera que a esteira possui um raio que cresce linearmente à proporção que se afasta do aerogerador. Essa expansão é calculada através

Figura 4 - Comportamento do coeficiente  $a_{ind}$  e de  $r_d$  em função de  $C_T$ .



Fonte: elaborado pelo autor.

de um fator  $\alpha_d$ , denominado fator de decaimento. Este fator pode ser obtido através da Equação (4.10), em que  $z$  é a altura da nacela da turbina e  $z_0$  é a rugosidade do solo, que depende do terreno onde está inserido o parque eólico, como mostra a Tabela 2.

$$\alpha_d = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (4.10)$$

No presente trabalho, será considerada uma simplificação, de forma que o raio inicial da esteira seja igual a  $r_d$ , desconsiderando-se a região intermediária caracterizada pela turbulência.

A Figura 5 mostra o comportamento geométrico da esteira, região de interferência da turbina  $T_1$ , até a turbina  $T_2$ . Como se pode observar, a esteira, com formato cônico, possui um raio inicial igual ao raio  $r_d$  e aumenta linearmente, através do fator  $\alpha$  [26].

A relação entre as velocidades incidentes nas turbinas  $T_1$  e  $T_2$  é obtida considerando a conservação da vazão mássica, como mostrado na Equação (4.11). Logo, considerando  $u_0$  a velocidade incidente no parque e  $u_R$  a velocidade imediatamente à jusante de  $T_1$ , a velocidade do vento  $u_{T2}$  que incide sobre a turbina  $T_2$  pode ser obtida através da Equação (4.11).

$$\pi r_d^2 u_d + \pi (r_{est}^2 - r_d^2) u_0 = \pi r_{est}^2 u_{T2} \quad (4.11)$$

Substituindo a Equação (4.6) em (4.11) obtém-se a Equação (4.12), após simplifi-

Tabela 2 – Rugosidade do solo  $z_0$  em relação à região do parque.

$z_0$	Cenário
0,0002	Superfície da água
0,00024	Terrenos abertos com superfície lisa
0,03	Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes com edifícios espaçados e colinas suaves.
0,055	Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes de até 8 m separados por distância de aproximadamente 1250 m.
0,0552	Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes, de até 8 m separados por distância de aproximadamente 1250 m
0,1	Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes, até 8 m separados por distância de aproximadamente 500 à 800 mm
0,2	Áreas rurais com casas, com cercas/sebes, de até 8 m separados por distância de aproximadamente 250 m

Fonte: [67], [66]

cações.

$$r_d^2 u_0 (1 - 2a_{ind}) + (r_{est}^2 - r_d^2) u_0 = r_{est}^2 u_{T2} \quad (4.12)$$

Manipulações matemáticas permitem obter, a partir de (4.12), a velocidade incidente em  $T_2$ , através da Equação (4.13).

$$u_{T2} = u_0 \left( 1 - \frac{2a_{ind}}{\frac{r_{est}^2}{r_d^2}} \right) \quad (4.13)$$

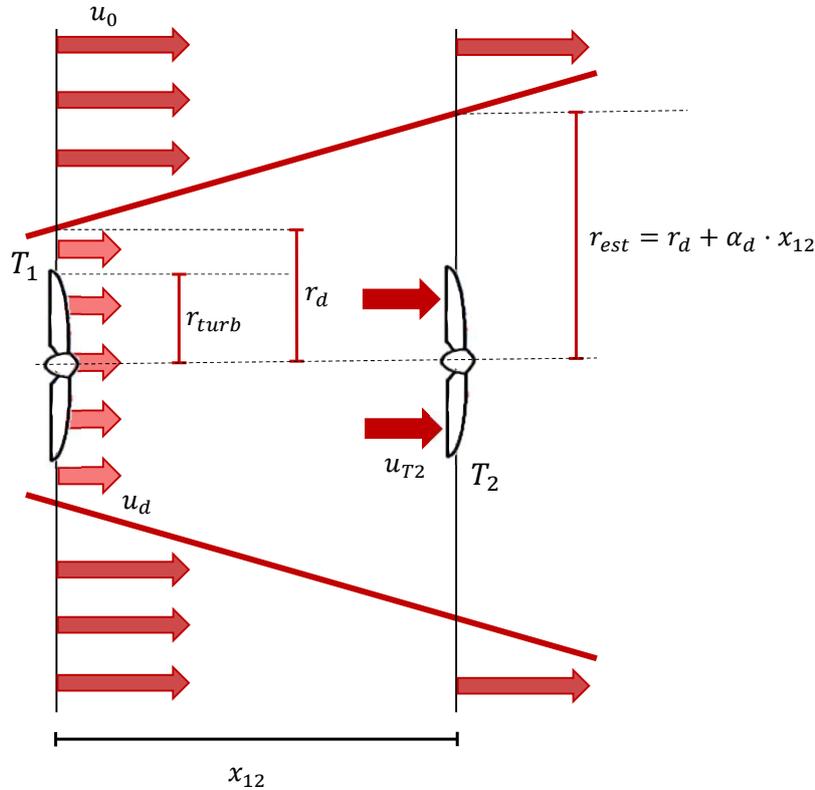
Devido ao crescimento linear da esteira que caracteriza o modelo de Jensen, o seu raio  $r_{est}$  pode ser obtido através da Equação (4.14), em que  $x_{12}$  representa a distância entre  $T_1$  e  $T_2$ .

$$r_{est} = r_d + \alpha_d x_{12} \quad (4.14)$$

Dessa forma, substituindo (4.14) em (4.13) é obtida a relação (4.15), que calcula a velocidade incidente em  $T_2$ , em função da velocidade  $u_0$  incidente em  $T_1$ .

$$u_{T2} = u_0 \left[ 1 - \left( \frac{2a_{ind}}{\left( 1 + \frac{\alpha_d x_{12}}{r_d} \right)^2} \right) \right] \quad (4.15)$$

Figura 5 - Ilustração do efeito esteira incidindo sobre uma turbina.



Fonte: elaborado pelo autor.

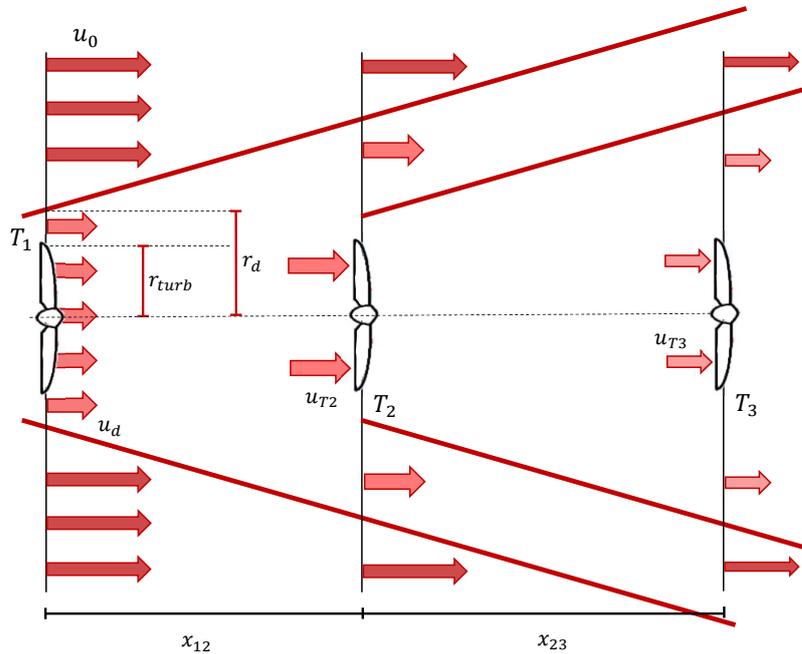
É possível identificar que a expressão (4.15) pode ser escrita através de  $u_{T2} = u_0(1 - \delta)$ , em que  $\delta$  representa a proporção de  $u_0$  que está sendo perdida devido ao *wake effect*. Assim, define-se a redução  $\delta$ , neste tipo de interferência, através da Equação (4.16).

$$\delta = \frac{2a_{ind}}{\left(1 + \frac{\alpha_d x_{12}}{r_d}\right)^2} = 1 - \frac{u_{T2}}{u_0} \quad (4.16)$$

Conforme demonstrado, a interação do vento com uma turbina faz com que haja redução da velocidade após essa interação, o que leva à diminuição da potência extraída por aquelas que estão no interior da esteira de interferência. Quando consideradas situações em que há um maior número de aerogeradores, podem ocorrer múltiplas interferências, isto é, uma turbina pode estar localizada no interior de mais de uma esteira. Além disso, também podem ocorrer interferências parciais, situações estas em que uma unidade geradora não é completamente preenchida pela esteira.

A Figura 6 mostra um exemplo de configuração de turbinas e esteiras. É possível identificar que  $T_3$  está no interior da região compreendida pelas esteiras de  $T_1$  e  $T_2$  sofrendo, assim, interferência total.

Figura 6 - Exemplo de múltiplas interferências.



Fonte: elaborado pelo autor.

Em casos de múltiplas interferências, deve-se determinar a redução ocasionada por cada uma para ser obtida a velocidade final, como demonstra a Equação (4.17). Nesta expressão,  $u_n$  é a velocidade na turbina  $n$ ,  $i$  é um índice que permite calcular todas as interferências possíveis entre os aerogeradores e  $n$  e  $u_{in}$  é a velocidade que seria obtida caso houvesse apenas interferência entre  $i$  e  $n$ . Foi adicionada uma constante  $C_{bin}$  que assume valor 1, caso  $n$  esteja no interior da esteira  $i$ , e 0, caso contrário.

$$\left(1 - \frac{u_n}{u_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} C_{bin} \left(1 - \frac{u_{in}}{u_0}\right)^2 \quad (4.17)$$

Comparando-se a Equação (4.17) com (4.16), é possível obter a velocidade da turbina  $n$  apenas em função das reduções  $\delta$ , como mostra a Equação (4.18), em que  $\delta_{in}$  é a redução na turbina  $n$  causada pela  $i$ .

$$\left(1 - \frac{u_{in}}{u_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} C_{bin} \delta_{in}^2 \quad (4.18)$$

Assim, considerando a Figura 6, pode ser obtida a velocidade  $u_{T3}$  que incide em  $T_3$ , através de  $\delta_3$  e das Equações (4.19) e (4.20), em que  $x_{13}$  e  $x_{23}$  são as distâncias das turbinas  $T_1$  e  $T_2$  à turbina  $T_3$ , respectivamente, na direção de incidência do vento.

$$u_{T3} = u_0(1 - \delta_3) \quad (4.19)$$

$$\delta_3 = \sqrt{\left(\frac{2a_{ind}}{\left(1 + \frac{\alpha_d x_{13}}{r_d}\right)^2}\right)^2 + \left(\frac{2a_{ind}}{\left(1 + \frac{\alpha_d x_{23}}{r_d}\right)^2}\right)^2} \quad (4.20)$$

Em casos de interferência parcial, situações em que a esteira intercepta apenas uma parte da área da turbina, o modelo considera que deve haver uma ponderação da interferência em função da área de interseção da esteira de  $i$  com a turbina  $n$   $A_{in}$ , e da área da turbina  $A_T$ , como apresentado na Equação (4.21). Neste caso, não é necessária a aplicação de  $C_{bin}$ , uma vez que, nos casos em que não há interferência parcial,  $A_{in}$  será zero, desconsiderando o cálculo associado ao impacto da turbina  $i$  em  $n$ .

$$\left(1 - \frac{u_n}{u_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}}{A_T} \left(1 - \frac{u_{in}}{u_0}\right)^2 \quad (4.21)$$

Comparando-se a Equação (4.21) com (4.16), a expressão pode ser reescrita conforme mostra a Equação (4.22).

$$\left(1 - \frac{u_n}{u_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}}{A_T} \delta_{in}^2 \quad (4.22)$$

A interferência parcial pode ser visualizada na Figura 7, em que a redução causada em  $T_5$  pela interferência dos ventos de  $T_4$  deve ser ponderada pela raiz da proporção da área da turbina preenchida pela esteira  $A_{45}$ , em relação a sua área total  $A_T$ . Dessa forma, a redução  $\delta_5$  é calculada através da expressão (4.23).

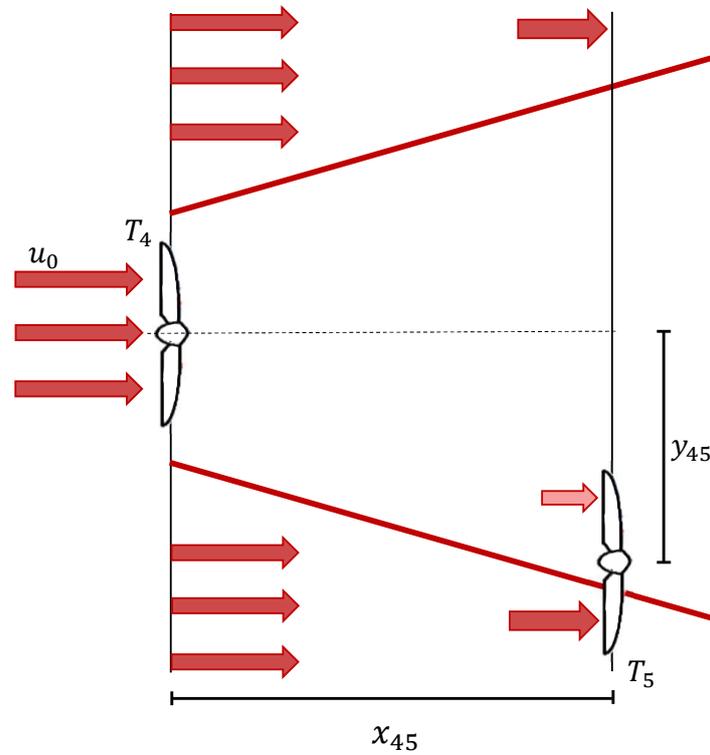
$$\delta_5 = \sqrt{\frac{A_{45}}{A_T} \frac{2a_{ind}}{\left(1 + \frac{\alpha_d x_{45}}{r_d}\right)^2}} = \sqrt{\frac{A_{45}}{A_T}} \left(1 - \frac{u_{T4}}{u_0}\right) \quad (4.23)$$

Uma vez obtida a redução  $\delta_5$ , a velocidade incidente sobre  $T_5$  pode ser obtida através da Equação (4.24).

$$u_{T5} = u_0(1 - \delta_5) \quad (4.24)$$

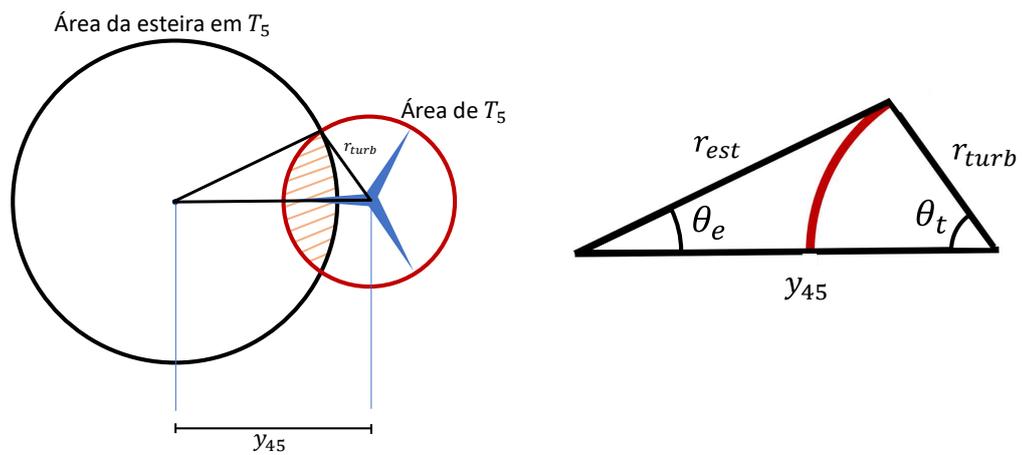
É possível determinar a área  $A_{in}$  em função das posições espaciais das turbinas  $i$  e  $n$ . A Figura 8 mostra a região de interseção entre a esteira e a turbina  $T_5$ . Os ângulos  $\theta_e$  e  $\theta_t$  podem ser determinados a partir da lei dos cossenos no triângulo, como mostram as Equações (4.25) e (4.26).

Figura 7 - Exemplo de interferência parcial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 8 - Esquemático da interferência parcial.



Fonte: elaborado pelo autor.

$$\theta_t = \cos^{-1} \left( \frac{r_{turb}^2 - r_{est}^2 - y_{45}^2}{2 \cdot y_{45} \cdot r_{turb}} \right) \quad (4.25)$$

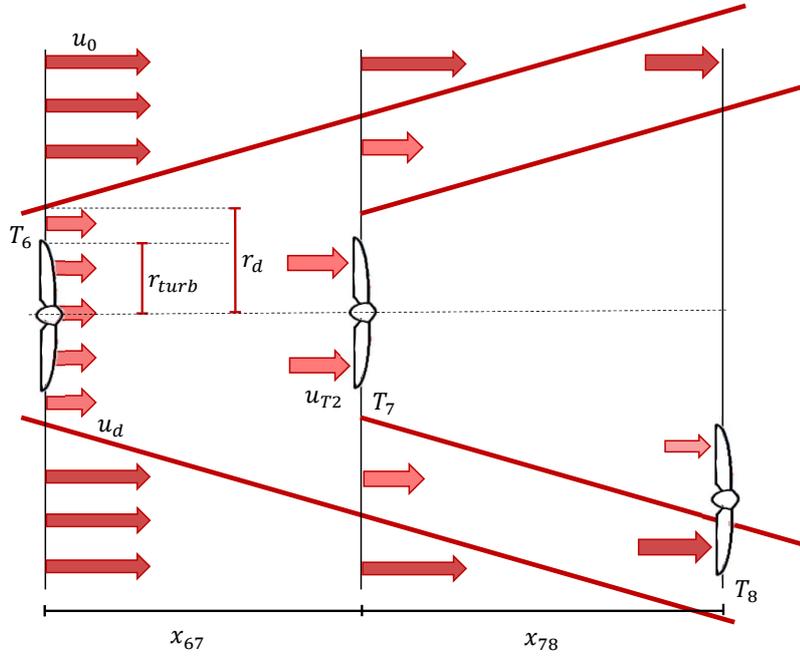
$$\theta_e = \cos^{-1} \left( \frac{r_{est}^2 - r_{turb}^2 - y_{45}^2}{2y_{45} \cdot r_{est}} \right) \quad (4.26)$$

A área da região sombreada é, então, obtida através da Equação (4.27).

$$A_{in} = 2 \left( -\frac{1}{2} r_{turb} \cdot y_{45} \cdot \sen \theta_t + \theta_t r_{turb}^2 + \theta_e r_{est}^2 \right) \quad (4.27)$$

Finalmente, é possível que uma turbina sofra interferências parciais e totais ao mesmo tempo - isso acontece com  $T_8$  na Figura 9, que sofre interferência total de  $T_6$  e parcial de  $T_7$ . Nesse tipo de situação, basta aplicar as Equações (4.17) e (4.21) em conjunto, como mostra a Equação (4.28).

Figura 9 - Exemplo de interferência parcial e total.



Fonte: elaborado pelo autor.

$$\left( 1 - \frac{u_n}{u_0} \right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}}{A_T} \left( 1 - \frac{u_{in}}{u_0} \right)^2 + \sum_{i=1}^{N_T} C_{bin} \left( 1 - \frac{u_n}{u_0} \right)^2 \quad (4.28)$$

De forma a generalizar toda a teoria apresentada, a obtenção da velocidade de uma turbina pode ser feita através da expressão (4.29). O valor de  $A_{in}$ , em relação a  $A_T$ , define a interferência como total, caso  $A_{in} = A_T$ , como parcial, caso  $A_{in} < A_T$  e como nula, caso  $A_{in} = 0$

$$\left( 1 - \frac{u_n}{u_0} \right)^2 = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}}{A_T} \left( 1 - \frac{u_{in}}{u_0} \right)^2 \quad (4.29)$$

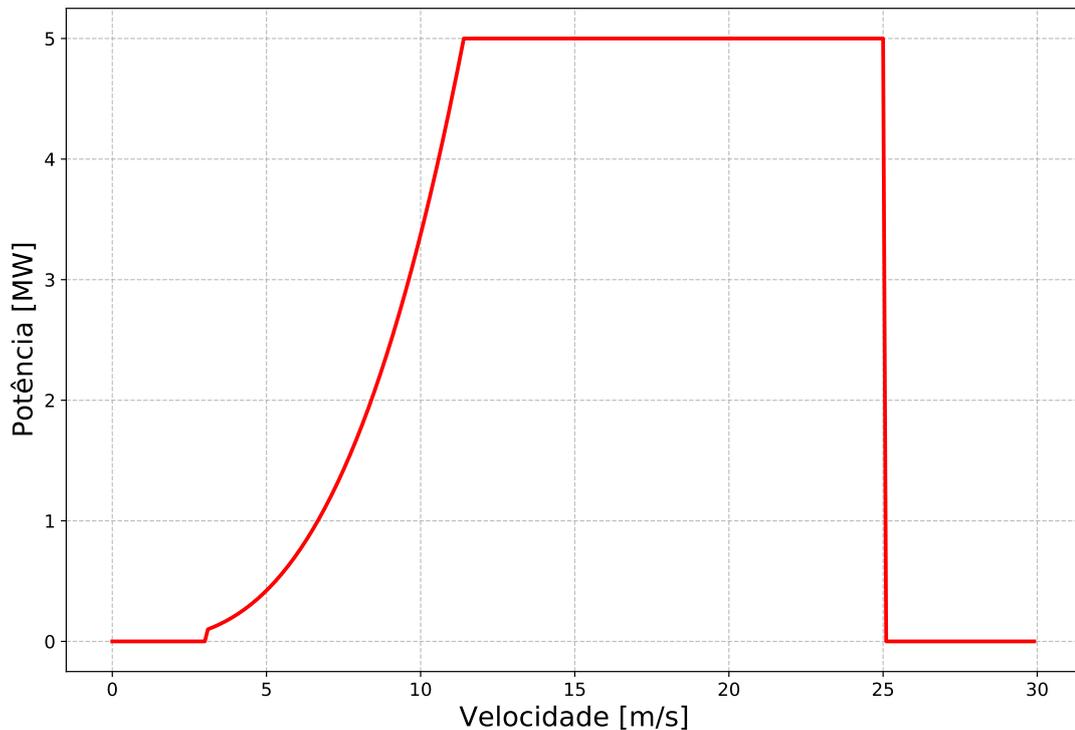
## 4.2 POTÊNCIA EXTRAÍDA

Conforme descrito na seção anterior, por meio das posições de cada turbina, é possível identificar as velocidades incidentes sobre cada aerogerador, a partir da obtenção das reduções causadas pelo *wake effect*. Para a conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica, é necessário conhecer a curva de potência da turbina que será instalada no parque.

Neste estudo, será considerada uma turbina de 5 MW, cuja altura da nacela é igual a  $z = 90 \text{ m}$  e o diâmetro do rotor igual a  $D_R = 126 \text{ m}$  [62]. A curva de potência é descrita matematicamente através da Equação (4.30), construída a partir dos dados de velocidade nominal, de *cut-in* e *cut-out* e da potência nominal. O Gráfico 5 representa a curva característica do gerador que descreve a extração da potência em função velocidade do vento incidente.

$$P(v) = \begin{cases} 0 & \text{se } v \leq 3 \text{ m/s} \\ 3,374857v^3 & \text{se } 3 < v \leq 11,4 \text{ m/s} \\ 5000 & \text{se } 11,4 \leq v \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{se } v > 25 \text{ m/s} \end{cases} \quad (4.30)$$

Gráfico 5 - Curva de potência da turbina.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de [62].

### 4.3 FORMULAÇÃO DISCRETA

O problema da otimização do *layout* consiste na definição do posicionamento dos aerogeradores de forma que a configuração obtida extraia o máximo de potência, considerando as reduções provenientes do *wake effect*.

Para facilitar a modelagem do problema, uma possibilidade é dividir a região de instalação do parque em *bits* retangulares idênticos, em cujos centros *bit* podem ser instalado ou não um aerogerador. Assim, para cada *bit* selecionado, a decisão consiste em determinar se ali será alocada uma turbina ou não, considerando todo o parque.

Uma das formas de se modelar esse problema consiste em representar todo o parque em função de uma variável de dimensão igual à quantidade de *bits* disponíveis. Cada dimensão terá valor binário: o valor 1 indica que haverá aerogerador no respectivo *bit*; o valor 0, que não haverá. Assim, com base em uma variável composta por 0 e 1, sabe-se quais são os *bits* ocupados por turbinas.

Nessa modelagem, caso o número de turbinas seja previamente especificado, deve-se adicionar uma restrição ao problema de forma que a soma das variáveis seja igual a essa quantidade. Diversos trabalhos, no entanto, não consideram essa restrição, uma vez que buscam determinar a respectiva quantidade de unidades geradoras [26], além do posicionamento ótimo.

Uma segunda forma de se modelar esse problema - aplicada neste trabalho - baseia-se em uma formulação discreta. Nesta abordagem, cada *bit* é representado por um número inteiro e o valor de cada dimensão da variável indica em qual *bit* o respectivo aerogerador será alocado. Assim, o parque é representado por uma variável de dimensão igual à quantidade de turbinas e que indica a posição de cada uma dessas.

As dimensões espaciais de cada *bit* são baseadas nas distâncias mínimas estabelecidas entre os aerogeradores, de forma a garantir que não haja turbinas localizadas em regiões de turbulência causada por aquelas localizadas à montante. A Tabela 3 apresenta as distâncias aplicadas em alguns estudos na revisão bibliográfica.

Tabela 3 – Distâncias utilizadas em alguns estudos na revisão bibliográfica.

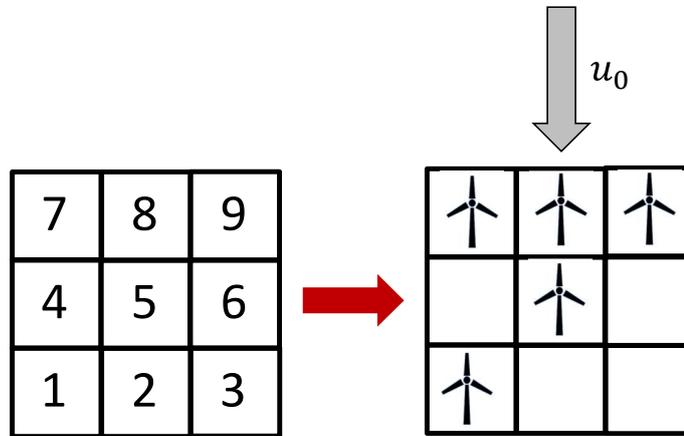
Trabalho	$D_{min}$ na direção do vento	$D_{min}$ perpendicular à direção do vento
[26]	$5D_R$	$5D_R$
[16]	$4D_R$	$4D_R$
[29]	$4D_R$	$4D_R$
[15]	$5D_R$	$5D_R$
[25]	$5D_R$	$5D_R$
[23]	$5D_R$	$5D_R$

Fonte: elaborado pelo autor.

Neste trabalho, como serão aplicados históricos de velocidade e direção de vento, os *bits* precisam ser quadrados, de forma que, em qualquer direção de incidência, a distância entre os aerogeradores na orientação do vento seja igual ou superior à mínima estipulada. Dessa forma, serão considerados bits de dimensões iguais a  $5D_R$ , valor que está de acordo com a maioria dos estudos que utilizam essa abordagem.

A fim de exemplificar toda a formulação apresentada, a Figura 10 apresenta um parque dividido em 9 *bits* quadrados com lado de medida 630 m ( $5D_R$ ), em que há cinco aerogeradores distribuídos de forma aleatória.

Figura 10 - Exemplo de parque para avaliação.



Fonte: elaborado pelo autor.

As Tabelas 4 e 5 apresentam as formulações binárias e discretas desse parque, respectivamente.

Tabela 4 – Formulação binária do parque exemplo.

<i>Bits</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$X =$	1	0	0	0	1	0	1	1	1

Tabela 5 – Formulação discreta do parque exemplo.

$X =$	1	5	7	8	9
-------	---	---	---	---	---

Para avaliação deste parque, será considerado um vento incidente da direção nortesul de velocidade igual a 10 m/s. O valor de  $a_{ind}$  será igual a 0,2, equivalente a um  $C_T$  de 0,64, valores estes escolhidos de forma arbitrária. O valor de  $\alpha = 0,03841$  foi definido em função da Equação (4.10) para  $z_0 = 0,0002$  m e  $z = 90$  m.

É possível observar que a turbina localizada no *bit* 1 sofrerá interferência total da que está em 7, assim como a turbina que está em 5 sofrerá da que está em 8. Para saber se as turbinas vão influenciar aquelas que estão em outra coluna, torna-se necessário calcular a expansão da esteira. O raio inicial da esteira de cada turbina é igual a 72,75 m obtido a partir da Equação (4.8) e a expansão da esteira é em função de  $\alpha$ , de forma que a cada 1.000 m na direção de incidência do vento, o raio da esteira aumenta 38,41 m.

Assim, a esteira do aerogerador que está em 7 ou em 9 terá um aumento de 24,20m em seu raio, em pontos localizados a 630m à jusante, de forma que não haverá interseção entre essas esteiras e a turbina localizada em 5. Da mesma forma, a que está em 8 irá gerar uma esteira que terá um aumento em seu raio de 48,40m em pontos localizados a 1260m à jusante. Dessa forma, não haverá interseção dessa esteira com a turbina localizada em 1. Então, conclui-se que, neste parque, haverá apenas 2 interferências totais.

A Tabela 6 apresenta a redução sofrida por cada aerogerador, bem como o valor da velocidade incidente e da potência extraída. Nota-se que a potência extraída por esse parque é de 13,8MW, equivalente a 81,84 % da que seria gerada desconsiderando o *wake effect* (5 x 3,375 MW).

Tabela 6 – Resultados obtidos do exemplo tutorial.

Turbina	<i>Bit</i>	$\delta$	Velocidade [m/s]	Potência Extraída [MW]
1	1	0,2252	7,748	1,569
2	5	0,1442	8,558	2,115
3	7	0	10	3,375
4	8	0	10	3,375
5	9	0	10	3,375

Um outro aspecto que é passível de observação é o impacto da velocidade na extração da potência. A velocidade incidente é 12,28% abaixo da nominal e, caso não houvesse o *wake effect*, a potência extraída seria de 67,5% da capacidade instalada (25 MW), ou seja, não iria gerar 32,5% de sua capacidade. A geração desse pequeno sistema é de 13,8MW, equivalente a 55,24 % da capacidade instalada, representando um não aproveitamento de 44,76% de sua real capacidade. Assim, conclui-se que, desses 44,76%, o *wake effect* contribui com 12,26%.

#### 4.3.1 Busca local

Durante o processo de otimização, os algoritmos geralmente possuem duas etapas bem definidas: a busca local e a busca global. A busca global tem como objetivo a variação da solução, de acordo com a estratégia de cada método, de forma a percorrer uma maior região no espaço de soluções. A existência desta etapa faz com que as chances de se obter um ótimo global aumente.

Já a busca local consiste em pequenas variações de uma solução, na tentativa de aprimorá-la. Essa etapa é importante, pois permite atingir melhores soluções em uma determinada região, alcançando, pois, pontos ótimos globais, caso esta esteja próxima.

Apesar de a maioria dos métodos de inteligência computacional possuírem essas duas etapas, a eficiência de cada estratégia está muito associada às características do problema em estudo. Dessa forma, para a hipótese de nenhuma das ferramentas, em suas formulações originais, se apresentaram eficazes para a resolução do problema de otimização do *layout* de parques eólicos *offshore*, foram desenvolvidas três estratégias de busca local específicas para este problema, visando a um refinamento da solução.

A primeira estratégia, denominada busca local 1, ocorre enquanto a estagnação da melhor solução estiver a, pelo menos, duas unidades abaixo do valor estipulado como máximo. Nessa abordagem, alguns aerogeradores são selecionados de forma aleatória e são alocados em bits disponíveis também selecionados aleatoriamente. Para isso, são identificados os bits que estão desocupados no melhor *layout* obtido até aquela iteração e, então, é selecionada uma quantidade  $n_A \leq 5$  aleatória de aerogeradores. Assim,  $n_A$  controla a quantidade de posições que serão selecionadas também aleatoriamente. Uma vez definidos os aerogeradores que terão suas posições alteradas, é feita uma seleção aleatória de  $n_A$  bits disponíveis, que receberão esses aerogeradores.

Caso a estagnação da melhor solução encontra-se a duas unidades do valor máximo, inicia-se a segunda estratégia, denominada busca local 2. Nesta estratégia, um aerogerador do melhor *layout* obtido até aquela iteração é selecionado, baseado no resto da divisão entre o índice da solução e a quantidade de turbinas. Assim, garante-se que todos os aerogeradores passarão por essa etapa (desde que a população seja igual ou superior ao número de turbinas), situação esta que não aconteceria se a seleção fosse feita de forma aleatória.

Uma vez selecionado o aerogerador que terá sua posição alterada, são identificados os 8 bits mais próximos e verificados quais são os disponíveis. Em seguida, é avaliada cada uma dessas possibilidades para identificar aquela que apresenta uma melhor configuração. Caso a configuração obtida com a modificação seja superior à solução estagnada, esta é substituída e o contador de estagnações é reiniciado, retomando os processos de busca global e busca local 1.

A terceira e última estratégia de refinamento desenvolvida ocorre a cada 50 iterações e quando a estagnação da melhor solução é 1 unidade inferior ao valor máximo de estagnações. Isso significa que esse aprimoramento tem a função de um ajuste recorrente ao longo do processo de otimização e próximo ao fim. Nesta última etapa, é novamente selecionado um aerogerador como descrito no processo de busca local 2, para que seja feita uma busca exaustiva por todos os bits disponíveis e seja identificada a melhor posição para aquela turbina, considerando a posição das demais, do melhor *layout* até aquela iteração.

#### 4.4 DEFINIÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO

Uma vez conhecida uma determinada configuração, diversos aspectos podem ser avaliados, como, por exemplo, a potência extraída, o fator de capacidade do parque, as reduções causadas pelo *wake effect* e o custo por potência extraída. Neste estudo, o objetivo será a maximização da potência média extraída do parque. Para sua obtenção, são considerados diferentes ângulos de incidência, com suas respectivas velocidade média e probabilidade de ocorrência.

A expressão (4.31) mostra a formulação matemática do problema, em que  $N_{dir}$  é o número de direções que serão consideradas,  $\rho_{dir}^d$  e  $\theta^d$  são a probabilidade e o ângulo de incidência, respectivamente, da  $d$ -ésima direção. Além disso,  $v_n^d$  é a velocidade resultante incidente na turbina de índice  $n$  na direção  $d$ .

$$\begin{aligned} Min \quad & \frac{Pen_L}{\sum_{d=1}^{N_{dir}} \rho_{dir}^d \sum_{n=1}^{N_T} P(v_n^d)} \\ s.a. \quad & \\ & v_n^d = u_0^d(1 - \delta_n^d) \quad \forall n, d \\ & \delta_n^d = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}(\theta^d)}{A_T} \left(1 - \frac{u_{in}(\theta^d)}{u_0^d}\right)^2 \quad \forall i, d \end{aligned} \tag{4.31}$$

Uma restrição do problema é que dois aerogeradores não podem ser posicionados em um mesmo *bit*. Assim, no início da avaliação de cada solução, é feita uma verificação se essa situação acontece. Em caso positivo, os aerogeradores em uma mesma posição são reposicionados de forma aleatória e a solução avaliada é atualizada com essas modificações.

Caso essa estratégia não seja suficiente para satisfazer à restrição, uma penalidade  $Pen_L$  (Equação (4.32)) é aplicada, em que  $n_{repet}$  representa a quantidade de turbinas que estão em uma mesma posição, após o reposicionamento aleatório. Desse modo, a inteligência do algoritmo de otimização consegue identificar uma evolução na solução com a redução dos valores repetidos. Caso a restrição não seja violada, a penalidade  $Pen_L$  terá valor unitário.

$$Pen_L = 100.000n_{repet} + 1 \tag{4.32}$$

## 5 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO DO ROTEAMENTO

Para que a potência gerada pelas turbinas seja injetada no sistema elétrico ao qual o parque está conectado, torna-se necessária a construção de um sistema elétrico que consiga captar as potências geradas por aerogeradores de diferentes localizações e concentrá-las em um ponto central da rede para, então, transportá-las até o continente, onde serão injetadas no sistema elétrico local.

O sistema coletor de um parque eólico consiste, então, nas conexões entre os aerogeradores e a(s) subestação(ões) (SE's) *offshore* e permite que seja feito o envio da energia extraída ao continente através do sistema de exportação ou transmissão. Sua construção deve considerar diversos aspectos que justificam a necessidade de otimização como, por exemplo, as distâncias e custos com cabo, as perdas elétricas e a confiabilidade.

Além disso, restrições devem ser consideradas no momento da definição da configuração da rede interna do parque. As conexões não podem permitir que a corrente transportada seja superior à ampacidade dos cabos, que haja cruzamentos e, ao mesmo tempo, deve garantir que todos os aerogeradores estejam conectados a uma SE coletora.

Conforme apresentado no Capítulo 2, com relação à topologia das conexões, destaca-se a configuração radial como a mais utilizada em estudos por apresentar menor custo quando comparada com as demais configurações. Entretanto, sua aplicação implica redução da confiabilidade, uma vez que não prevê o redirecionamento de fluxos em caso de falhas em conexões ou em unidades geradoras. Posto que o aspecto da confiabilidade não será investigado e que serão considerados apenas aspectos elétricos e econômicos, serão consideradas neste estudo apenas as configurações radiais simples e ramificadas.

Assim, após definir o posicionamento das turbinas no interior do parque, o objetivo deste estudo é também obter as conexões e seus respectivos tipos de cabos em cada conexão, de forma a minimizar as perdas, os custos com cabos e, em uma análise conjunta, os custos totais (perdas + aquisição de cabos).

Neste capítulo, são descritas as formulações necessárias para a otimização e avaliação do sistema coletor de um parque eólico *offshore*. Em seguida, é apresentada a formulação do problema em termos de variáveis e objetivos e, por fim, são expostas as estratégias de refinamento de soluções que são aplicadas às etapas de busca local dos algoritmos de otimização.

### 5.1 FLUXO DE POTÊNCIA SIMPLIFICADO

Em parques eólicos *offshore*, devido à estrutura de controle e conexão do gerador à rede interna do parque, as potências reativas que fluem pelo sistema coletor são provenientes, principalmente, dos cabos submarinos, uma vez que sua estrutura os caracterizam como

eletricamente capacitivos. Além disso, são aplicadas compensações nas subestações *offshore* com a finalidade de absorver toda a potência reativa proveniente da rede de transmissão do parque. Dessa forma, a SE *offshore* não injetará reativos no sistema coletor.

Por fim, as potências reativas geradas por esses cabos são bem inferiores à potência ativa que é transportada, fato este que ocasiona um fator de potência do sistema coletor próximo ao valor unitário.

Diante desse elevado fator de potência, visando à redução do esforço computacional, foi desenvolvida uma estratégia de obtenção das correntes em cada ramo do sistema e, conseqüentemente, de cálculo das perdas elétricas, considerando que todas as correntes e tensões estão em fase, que a tensão no ponto de conexão do sistema coletor com cada aerogerador é igual à tensão da SE em kV ( $V_{SE}$ ) e que todas as turbinas estão operando em capacidade nominal. Assim, a corrente injetada por cada unidade geradora é calculada através da Equação (5.1), em que  $I_n$  e  $P_{nom}$  são a corrente injetada, em A, e a potência nominal da turbina, em kW, respectivamente.

$$I_n = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{SE}} \quad (5.1)$$

A partir da 1ª Lei de Kirchhoff, ou da lei dos nós, a corrente  $I_{km}$  que flui por um ramo conectado entre dois pontos  $k$  e  $m$ , no sentido de  $k$  para  $m$ , pode ser obtida a partir da Equação (5.2), na qual  $n_k$  representa o número de turbinas que estão localizadas eletricamente à jusante de  $k$ ; ou seja, é a quantidade de turbinas que necessita da conexão entre  $k$  e  $m$  para transporte de sua potência.

$$I_{km} = n_k \cdot I_n \quad (5.2)$$

A possibilidade de definir as correntes nos ramos, considerando apenas a tensão e a potência, não dependendo dos dados elétricos das conexões, é uma vantagem desse método em relação ao fluxo de potência convencional. No entanto, é importante ressaltar que é uma estratégia de fácil implementação, de baixo esforço computacional, mas que só pode ser aplicada em sistemas radiais simples e ramificados.

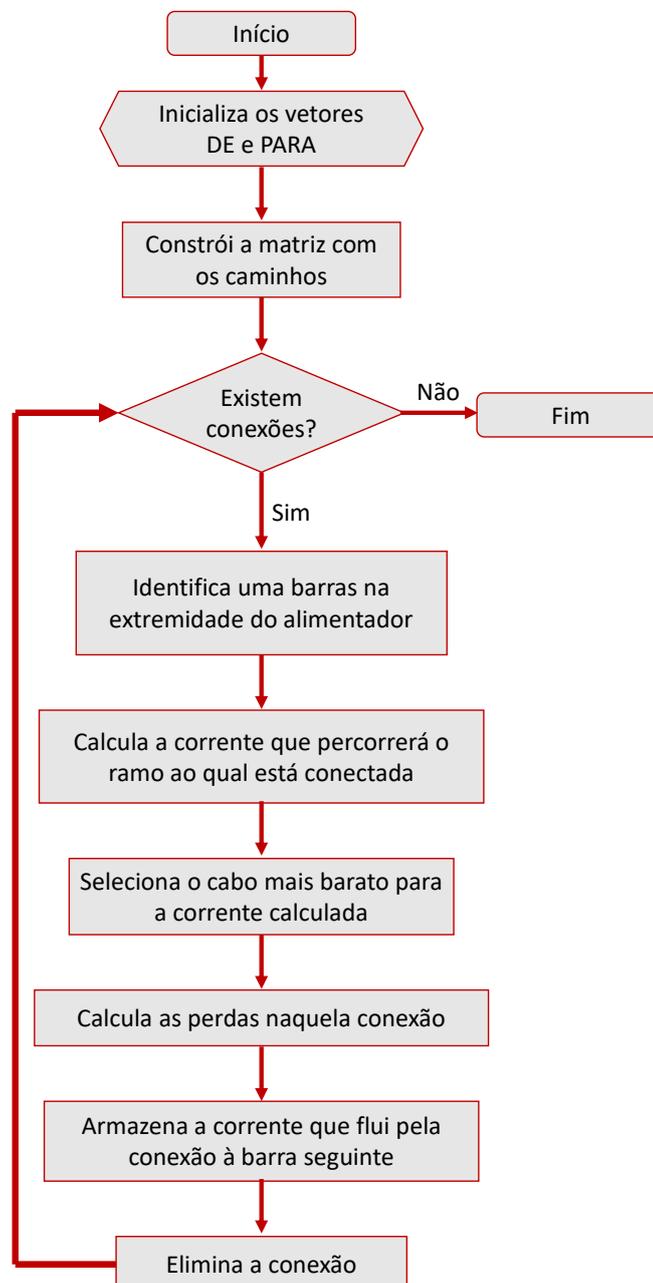
Apesar das simplificações propostas, seus resultados são próximos aos obtidos por um fluxo de potência não linear e, portanto, essa metodologia pode ser aplicada para definir os cabos de cada conexão para, então, ser aplicado um fluxo de potência convencional, descrito no Apêndice A. Também é importante destacar que a potência extraída pelo aerogerador apresenta uma perda durante o processo de conversão e transformação para, então, ser injetada no sistema coletor. Contudo, como essas perdas são bem inferiores à potência que é injetada, considerar a eficiência desse processo igual a 100% faz com que os resultados obtidos sejam um pouco superiores ao que aconteceria na prática, fato este que traz mais segurança para essa etapa de planejamento.

Com base nos dados elétricos do cabo selecionado, determinam-se as perdas elétricas  $PL_{km}$  entre os pontos  $k$  e  $m$  através da Equação (5.3), em que  $R_{km}$  e  $I_{km}$  são, respectivamente, resistência e corrente elétrica dessa conexão.

$$PL_{km} = 3R_{km}I_{km}^2 \quad (5.3)$$

Para o cálculo das correntes e perdas em todo o sistema, utiliza-se de um processo iterativo conforme mostra o Fluxograma 1.

Fluxograma 1 - Cálculo das perdas lineares.



Fonte: elaborado pelo autor.

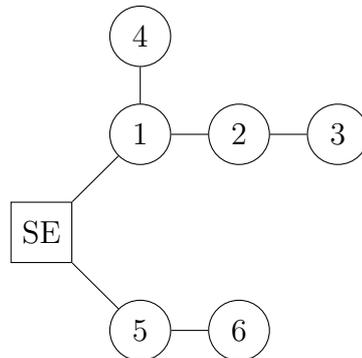
Inicialmente, deve-se construir uma matriz de conexões que permitem identificar por quais barras a corrente proveniente de uma turbina deve passar até chegar à SE. Assim, é possível detectar quais são as turbinas que estão localizadas no final de cada alimentador, para iniciar o processo iterativo.

A partir dos aerogeradores que estão localizados no final do alimentador, calcula-se a corrente que estes injetarão no sistema e identifica-se o cabo mais barato que permite a passagem dessa corrente e, após definido, são calculadas as respectivas perdas elétricas.

Uma vez calculada a perda em uma conexão, esta é desfeita de forma que o próximo aerogerador se torne aquele está no final do alimentador. Além disso, a corrente que atravessa essa conexão é acumulada à que é injetada por esse aerogerador, que será selecionado na próxima iteração. Dessa forma, à medida que o processo iterativo vai ocorrendo, os aerogeradores intermediários e que estão no início do alimentador vão se tornando aqueles que estão ao final até que sejam desfeitas todas as conexões.

De forma a exemplificar esse processo iterativo, a Figura 11 mostra um sistema composto por 6 aerogeradores e uma SE coletora. Neste sistema, serão necessárias 4 iterações para a definição dos cabos e das perdas elétricas. Na primeira iteração, calculam-se as correntes injetadas pelos aerogeradores 3, 4 e 6, que estão ao final dos alimentadores, determinam-se os cabos de suas conexões e calculam-se suas respectivas perdas.

Figura 11 - Exemplo tutorial de sistema coletor.



Fonte: elaborado pelo autor

Após serem desfeitas as conexões das turbinas 3, 4 e 6, verifica-se que os aerogeradores 2 e 5 estão no final do alimentador e estes são selecionados nesta iteração. Dessa forma, são calculadas as correntes injetadas pelos aerogeradores 2 e 5, adicionando as provenientes de 3 e 4 em 2 e a de 6 em 5. Assim, são definidos os cabos de menor custo que suportam essas correntes, são calculadas as perdas e, então, são desfeitas as suas conexões, o que finaliza a análise sobre o alimentador que contém 5 e 6, uma vez que já são conhecidas as perdas e os tipos de cabos. Finalmente, são calculadas as perdas entre o aerogerador 1 e a SE após determinação do cabo de menor custo, mas com capacidade

para transportar a corrente de 1, 2, 3 e 4.

Assim, finalizadas as análises sobre as conexões do sistema, o processo é encerrado, fornecendo os tipos de cabos de cada conexão e as perdas obtidas em todo o sistema.

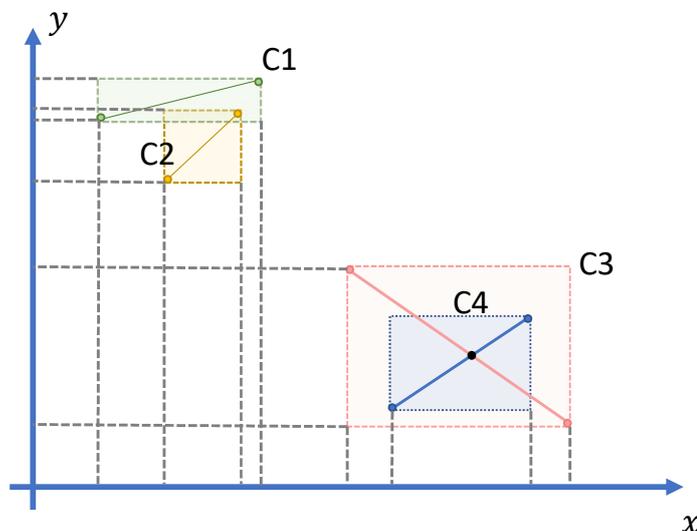
## 5.2 CRUZAMENTO DE CABOS

Uma das restrições das conexões do sistema coletor é a impossibilidade de haver cruzamento entre os cabos. Dessa forma, a partir de uma configuração de conexão, são identificados os cabos que se cruzam. Para isso, inicialmente, são verificados os cabos que podem se cruzar, baseando-se nas coordenadas espaciais de suas extremidades.

Para cada cabo, define-se uma região retangular cuja conexão equivale à sua diagonal e são identificados quantos retângulos o interceptam. Para cada interceptação de dois retângulos, são calculadas as equações da reta que representam aquelas conexões e, através da resolução de um sistema linear, são obtidas as coordenadas de interceptação. Em seguida, deve-se comparar essas coordenadas com os limites de cada conexão, para identificar se, de fato, existe um cruzamento de cabos.

A Figura 12 mostra um exemplo de 4 conexões C1, C2, C3 e C4 e seus respectivos retângulos delimitados pelas coordenadas das extremidades de cada conexão. Como se pode observar, os retângulos referentes às conexões C1 e C2 possuem interseção e, portanto, será solucionado um sistema linear formado pela equação de suas retas suportes. Neste caso, o ponto de interseção das retas será externo às conexões C1 e C2; dessa forma, verifica-se que não há cruzamento de cabos.

Figura 12 - Identificação do cruzamento de cabos.



Fonte: elaborado pelo autor

Observando as conexões C3 e C4, cujos retângulos também se interceptam, verifica-se que o ponto de interseção de suas retas será interno às conexões, indicando que, neste caso, houve violação dessa restrição.

Caso não fosse aplicada essa estratégia dos retângulos, poderia-se aplicar uma resolução de sistemas lineares de forma exaustiva, analisando todas as possíveis interseções. Para esse sistema com apenas 4 conexões, o número total de sistemas que podem ser solucionados é de apenas 6. Em sistemas com maior número de conexões, no entanto, a quantidade cresce de forma combinatorial, levando a um aumento considerável do esforço computacional.

Logo, utilizando-se da estratégia dos retângulos, uma simples análise das coordenadas das extremidades de cada conexão pode reduzir consideravelmente o esforço computacional, identificando apenas aqueles pares de conexões que podem, de fato, se cruzar.

### 5.3 DISTÂNCIA MÍNIMA

Uma outra restrição do problema do roteamento é referente a um distanciamento mínimo que deve existir entre os aerogeradores e uma determinada conexão. A distância  $d_{iP}$  de um aerogerador de coordenadas  $(x_P, y_P)$  a uma conexão  $i$  pode ser obtida através da Equação (5.4), em que  $a_i$ ,  $b_i$  e  $c_i$  são os coeficientes da reta na forma geral ( $a_i x + b_i y + c_i = 0$ ) de  $i$ .

$$d_{iP} = \frac{|a_i x_P + b_i y_P + c_i|}{\sqrt{a_i^2 + b_i^2}} \quad (5.4)$$

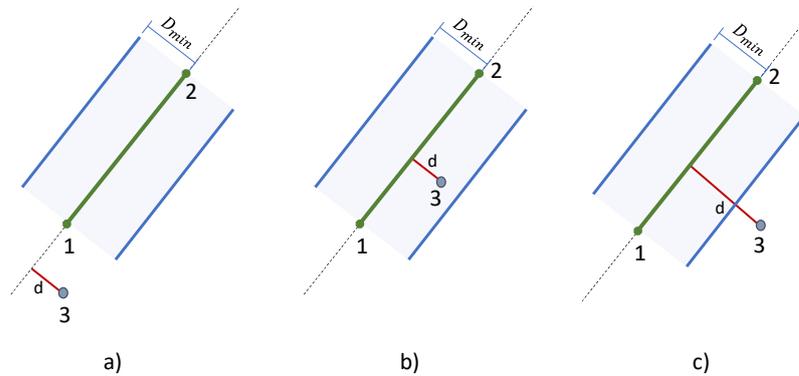
A Figura 13 ilustra algumas possibilidades que permitem identificar se houve ou não violação dessa restrição. No primeiro caso, Figura 13a, a distância  $d$  do aerogerador 3 à reta suporte da conexão entre 1 e 2 é menor do que o limite estipulado. No entanto, o ponto da reta mais próximo à turbina 3 não pertence à conexão e, destarte, verifica-se que não houve violação da distância mínima.

No segundo caso, Figura 13b, o aerogerador encontra-se próximo à conexão entre 1 e 2, e o ponto da reta mais próximo a ele apresenta-se entre as extremidades da conexão. Assim, neste caso, houve violação da restrição. No terceiro caso, Figura 13c, o aerogerador aloca-se em uma região em que sua menor distância até conexão é superior ao limite  $D_{min}$ , não havendo violação da restrição.

### 5.4 FORMULAÇÃO DAS VARIÁVEIS

Em diversos sistemas reais, observa-se que os aerogeradores apresentam conexões com aqueles que estão em localizações mais próximas. Isso se deve ao fato de que cabos

Figura 13 - Identificação da violação da distância mínima entre aerogerador e conexões.



Fonte: elaborado pelo autor

muito longos apresentam maiores custos, efeitos capacitivos, perdas e probabilidade de falha.

O problema da otimização do roteamento foi formulado através de variáveis discretas em que o valor assumido está associado à proximidade entre os aerogeradores e à quantidade de subestações coletoras no parque.

Isso posto, antes de iniciar o processo de otimização, deve-se construir uma matriz de distâncias entre os aerogeradores, a fim de ordená-los de forma crescente. Conseqüentemente, ao final desse cálculo, é possível identificar quais são aqueles que estão mais próximos de cada turbina.

Além dessa ordenação, também é necessário definir uma variável denominada  $N_{max}$ , em que o seu valor indica até a qual mais próximo um aerogerador pode se conectar. Assim, se  $N_{max}$  é igual a 4, por exemplo, isso significa que cada aerogerador pode se conectar até o 4º mais próximo de si.

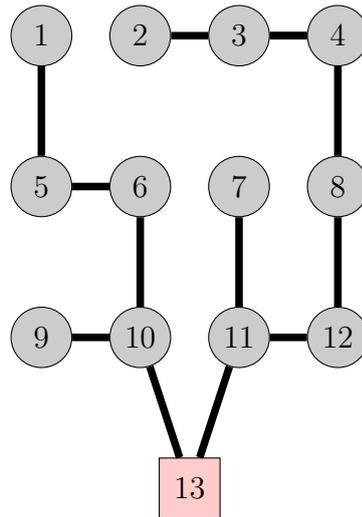
Considerando, então, que haverá  $N_T$  aerogeradores e  $n_{SE}$  subestações, o problema é formulado de forma que haja  $N_T$  variáveis, cujos valores podem ser de 1 a  $N_{max} + n_{SE}$ . Se o valor da variável 4 é igual a  $p$ , por exemplo, isso mostra que o aerogerador de índice 4 está conectado ao  $p$ -ésimo mais próximo, caso  $1 \leq p \leq N_{max}$ , ou está conectado à subestação de índice  $p - n_A$ , caso  $p > N_{max}$ . Nas simulações que serão apresentadas neste estudo, foi considerado  $N_{max} = 10$ .

Uma forma mais intuitiva de modelar esse problema também consiste em variáveis de dimensões  $N_T$ , mas que variam de  $N_T + n_{SE}$ , em que a variável indica a qual aerogerador está conectado. Logo, considerando um total de 10 aerogeradores e 2 subestações, se a variável 4 possui valor igual a 2, por exemplo, o aerogerador de índice 4 estará conectado ao de índice 2. Mas se a variável 4 possuir valor igual a 12, será conectado à subestação de índice 2. Destaca-se que essa formulação mais intuitiva leva a um maior número de sistemas

possíveis, uma vez que permite que aerogeradores muito distantes sejam conectados.

A Figura 14 mostra uma possibilidade de conexão em um parque composto por 12 aerogeradores e uma SE (de índice 13). A Tabela 7 mostra como seriam atribuídos os valores das variáveis em cada abordagem.

Figura 14 - Exemplo de um sistema coletor hipotético para descrição da formulação.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 7 – Valores associados às variáveis em cada formulação.

Variável	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Abord. 1	2	2	2	2	2	1	4	3	1	11	11	1
Abord. 2	5	3	4	8	6	10	11	12	10	13	13	11

Analisando a Figura 20, observa-se que os aerogeradores mais próximos de 4 são, nessa ordem, 3, 8, 7, 12, e assim sucessivamente. Como o aerogerador 4 está conectado ao 8, que é o segundo aerogerador mais próximo, a variável associada ao aerogerador 4 será igual a 2.

A primeira abordagem foi a que apresentou melhores resultados, uma vez que diminuiu o espaço de busca e facilitou a obtenção de soluções factíveis para o problema. Essa abordagem evitou que aerogeradores sejam conectados a si mesmos, situação que era contornada através da aplicação de uma restrição na segunda abordagem. A mesma abordagem também preveniu que aerogeradores muito distantes sejam conectados, situação incomum em parques eólicos e que levam a maiores perdas e custos com cabeamento.

Uma terceira vantagem dessa formulação consiste na sensibilidade à variação em uma unidade de uma determinada variável. Quando considerada a segunda abordagem, o

aerogerador 4 se conectar ao 3 ou ao 5 gera sistemas de conexões muito distintas, mesmo que a diferença entre esses valores seja de 1 unidade. Já no caso da primeira abordagem, a variação de 1 unidade no valor da variável não acarreta diferença de conexão tão expressiva como na anterior, uma vez que as conexões estariam sendo alteradas para outras, mas ainda próximas.

#### 5.4.1 Busca local

Enquanto que, para o problema do *layout* do parque eólico foram utilizadas três estratégias para busca local, o problema do roteamento, por ser mais restritivo e apresentar maior complexidade, requisitou um maior número de estratégias de refinamento. Por isso, foram desenvolvidas 4 estratégias, a serem descritas a seguir.

A primeira estratégia de busca local, denominada busca local 1, consiste em fazer alterações aleatórias em  $n_C \leq 5$  conexões, sendo  $n_C$  um número inteiro obtido também de forma aleatória. Todavia, nesta etapa, não é permitido que as novas conexões de cada aerogerador atinjam o valor de  $N_{max}$ . Portanto, as novas conexões são ainda mais restritas aos mais próximos durante esta etapa, não podendo se conectar além do 7º aerogerador mais próximo.

Já a segunda estratégia de busca local, denominada busca local 2, consiste na alteração de apenas uma conexão. Esta conexão é selecionada de forma análoga àquela da busca local 2 do *layout*, ou seja, o aerogerador que terá sua conexão alterada será selecionado com base no resto da divisão do índice da solução pelo número de variáveis do problema. Garante-se, dessa forma, que todas as conexões passarão por esse processo antes de iniciar a próxima etapa de busca local, caso o número de indivíduos seja igual ou superior ao número de turbinas.

A alteração da conexão na busca local 2 é feita de forma que se o aerogerador estiver conectado ao  $i$ -ésimo aerogerador mais próximo, sua conexão pode ser alterada para se conectar ao  $i - 2$ ,  $i - 1$ ,  $i + 1$  e  $i + 2$  mais próximos. Além dessas 4 possibilidades, também poderá se conectar ao primeiro mais próximo, ou à(s) SE. A seleção dessa nova conexão é feita de forma aleatória.

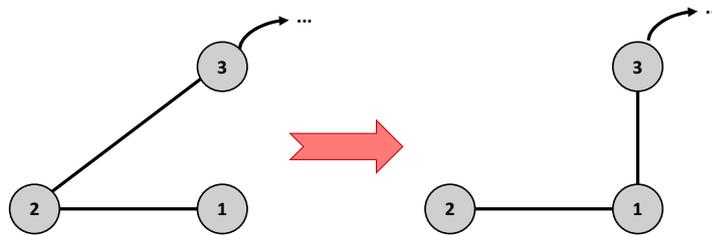
A busca local 3 é a estratégia de refinamento que acontecerá caso a estratégia 2 não seja capaz de obter uma melhor solução. Nessa etapa, a seleção da conexão que será alterada é feita da mesma forma que na busca local 2. Além disso, as mesmas conexões disponíveis na etapa anterior serão consideradas, sendo que, além das 5 possibilidades e das conexões às SE's, ainda será permitida uma alteração de conexões entre 3 aerogeradores.

A título de exemplo, em um sistema em que o aerogerador 1 está conectado ao 2, e o 2, ao 3, se o aerogerador 2 é aquele cuja conexão será alterada, serão feitas alterações nas conexões, de forma que o aerogerador 2 será conectado ao 1 e o 1, ao 3. A Figura 21 ilustra essa alteração.

Por fim, caso as três primeiras estratégias não sejam capazes de obter uma melhor resposta, a busca local 4 será a última tentativa de obtenção de uma melhor solução. Nesta etapa, a conexão será selecionada de forma análoga às estratégias anteriores, e o sistema será analisado de forma a identificar se existe alguma conexão que está muito próxima a algum aerogerador. Em caso afirmativo, as conexões serão alteradas, incluindo esse aerogerador nessa conexão que está muito próxima.

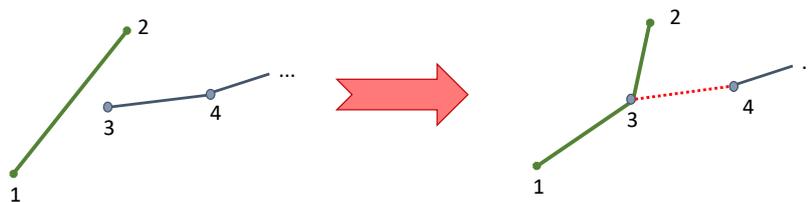
Exemplificando, se uma conexão entre os aerogeradores 1 e 3 estiver próxima a um aerogerador 2, a conexão será desfeita, o aerogerador 1 será conectado a 2, e o 2, ao 3, como ilustra a Figura 15. Se não houver nenhum tipo de violação de proximidade nas conexões, será aplicada aquela substituição ilustrada pela Figura 16.

Figura 15 - Exemplo de alteração na conexão na busca local 3 e 4.



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 16 - Exemplo de alteração na conexão devido à violação da restrição de distância mínima.



Fonte: elaborado pelo autor

A busca local 1 acontecerá enquanto a estagnação da melhor solução for inferior a 30% do valor máximo. Caso a estagnação ultrapasse o limite de 30%, será aplicada a etapa busca local 2 até que a estagnação da melhor solução atinja 50% do valor máximo. Já a busca local 3 acontecerá de 50 em 50 iterações ou quando a estagnação estiver entre 50 e 80% do máximo. Se a estagnação da melhor solução ultrapassar esse limite de 80%, verifica-se que as estratégias exaustivas não estão sendo efetivas na melhoria dessa solução e, subsequentemente, aplicam-se as estratégias da busca local 4.

## 5.5 CRITÉRIOS ELÉTRICOS E ECONÔMICOS

Para a otimização do sistema coletor, foram considerados aspectos elétricos, como os já mencionados limite de ampacidade dos cabos e as perdas elétricas, além de aspectos econômicos, a fim de otimizar o sistema coletor baseando-se no investimento inicial, representado neste estudo apenas pelos custos de aquisição de cabos e os associados às perdas elétricas. Desse modo, o método desenvolvido busca uma configuração que apresente menores gastos com cabos e com perdas do parque.

Os cabos considerados e suas características são as mostradas na Tabela 8, em que os dados elétricos foram obtidos a partir de [69], e os custos, a partir de uma interpolação com os dados apresentados em [70]. Uma vez que os custos são referentes a 2007, foi feita uma correção dos valores finais, multiplicando-os por 1,2496, sabendo-se que a inflação de 2007 a 2020 foi de cerca de 24,96% [71].

Tabela 8 – Dados considerados para os cabos do sistema coletor.

<b>Tensão</b> [kV]	<b>Corrente</b> [A]	<b>Seção</b> [mm <sup>2</sup> ]	<b>R</b> [Ω/km]	<b>X</b> [Ω/km]	<b>B</b> [MVAr/km]	<b>Custo</b> [\$/km]
30	211	50	0,49	0,1772	0,0509	112.236,80
	257	70	0,34	0,1696	0,0577	146.771,20
	306	95	0,25	0,1621	0,0645	189.939,20
	346	120	0,2	0,1546	0,0679	233.107,20
	384	150	0,16	0,1508	0,0746	284.908,80
	430	185	0,13	0,1433	0,078	311.675,23
	490	240	0,098	0,1395	0,0882	353.736,77
	543	300	0,079	0,1357	0,0916	399.622,08
	600	400	0,063	0,1282	0,1018	476.097,60
	659	500	0,05	0,1244	0,112	579.325,43
721	630	0,041	0,1206	0,1255	713.521,60	

Admitindo-se o caráter multi-objetivo do problema, é importante que os dois objetivos apresentem uma ordem de grandeza próxima, de forma que o método não opte por otimizar apenas um dos critérios em análise. Por esse motivo, os gastos com cabos foram transformados em uma série uniforme mensal e as perdas obtidas, em MW, foram contabilizadas ao longo de um mês, em MWh.

A transformação dos custos com cabos em uma série uniforme mensal foi feita através da Equação (5.5), em que  $A$  é o fator que deve ser multiplicado ao investimento inicial  $C_{ini}$  para a obtenção do equivalente mensal.  $n$  é o número de meses do empreendimento, que foi considerado igual a 300, equivalente a 25 anos, e a taxa de retorno mensal  $i$  foi adotada igual a 1,53% a.m., equivalente a 20% a.a, valores estes adotados de arbitrária.

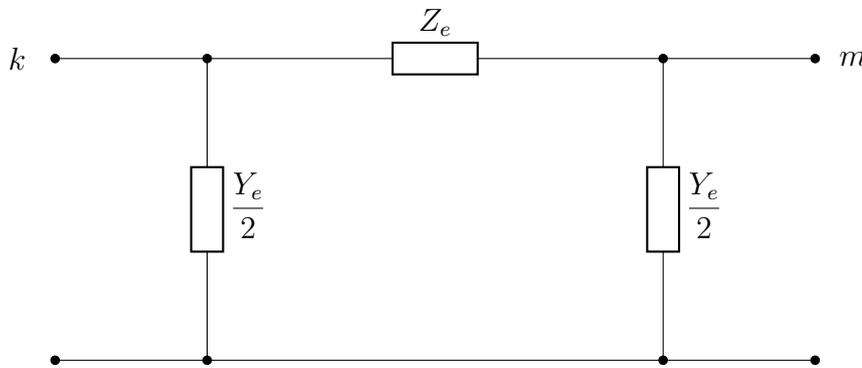
$$A = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.5)$$

O cálculo dos custos com perdas mensais  $C_P$  foi feito conforme mostra a (5.6), em que  $C_E$  é o custo em \$/MWh e  $Perdas_{MW}$  é a perda total do sistema coletor. Para as simulações,  $C_E$  foi considerado como \$ 76,00/MWh, equivalente ao valor do PLD médio da região Nordeste no mês de janeiro/2020.

$$C_{Perdas} = Perdas_{MW} \cdot C_E \cdot 30 \cdot 24 \quad (5.6)$$

Uma vez que os aspectos elétricos são mais impactantes no cálculo do fluxo de potência não linear, a partir do conjunto de dados de cabos apresentados, cria-se um modelo  $\pi$  equivalente das conexões, como mostra a Figura 17 [65].

Figura 17 - Modelo  $\pi$  equivalente dos cabos da rede coletora.



Para cada tipo de cabo, devem ser calculadas as características das linhas  $z_L$  e  $y_L$ , como mostram as Equações (5.7) e (5.8), sendo  $R$  e  $X$  os dados de resistências e reatâncias fornecidos na Tabela 8, divididos pela impedância base, e  $B_L$  a potência reativa fornecida, dividida pela potência base.

$$z_L = R + j \cdot X \quad (5.7)$$

$$y_L = j \cdot B_L \quad (5.8)$$

Com base em  $z_L$  e  $y_L$ , podem-se calcular as impedâncias características  $Z_C$  e o fator de propagação  $\gamma$  da linha, obtidos a partir das Equações (5.9) e (5.10) [65].

$$Z_C = \sqrt{\frac{z_L}{y_L}} \quad (5.9)$$

$$\gamma = \sqrt{z_L \cdot y_L} \quad (5.10)$$

Conhecidas as coordenadas (x,y) de cada aerogerador e das subestações em análise, é possível determinar o comprimento de cabos que serão utilizados para a conexão da rede

coletora. O comprimento do cabo que conecta dois pontos  $i$  e  $j$  de coordenadas  $(x_i, y_i)$  e  $(x_j, y_j)$  pode ser obtido através da equação (5.11).

$$L_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (5.11)$$

Dessa forma, podem ser obtidas as impedâncias série e *shunt* da conexão  $ij$ , apresentadas na Figura 23, através das Equações (5.12) e (5.13) [65].

$$Z_e = Z_C \sinh(\gamma \cdot L_{ij}) \quad (5.12)$$

$$\frac{Y_e}{2} = \tanh\left(\frac{\gamma \cdot L_{ij}}{2}\right) \quad (5.13)$$

As três funções que serão investigadas neste estudo visam à minimização das perdas, dos custos com cabos e dos custos totais (perdas + aquisição de cabos). A formulação dessas funções são as descritas nas Equações (5.14), (5.15) e (5.16).

$$FOB_1 = PerdasCC_{MW} \cdot Pen_C \quad (5.14)$$

$$FOB_2 = C_{ini} \cdot A \cdot Pen_C \quad (5.15)$$

$$FOB_3 = (C_{ini} \cdot A + C_{Perdas}) \cdot Pen_C \quad (5.16)$$

$Pen_C$  representa uma penalidade que varia dependendo da violação da restrição que não foi satisfeita. A Equação (5.17) define a penalidade, em que  $n_{desc}$  é a quantidade de aerogeradores que não estão conectados à SE,  $n_{sub}$  é a quantidade que estão conectados por um cabo incapaz de transportar a corrente necessitada,  $n_{cruz}$  é a quantidade de cabos que se cruzam e  $n_{prox}$  é a quantidade de aerogeradores que estão muito próximos de uma determinada conexão.

$$Pen_C = n_{desc} \cdot 10^{20} + n_{sub} \cdot 10^{10} + n_{cruz} \cdot 10^8 + n_{prox} \cdot 10^8 \quad (5.17)$$



## 6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base em toda a formulação apresentada nos capítulos anteriores, neste capítulo são realizadas algumas simulações, com o objetivo de otimizar o *layout* e o sistema coletor de diferentes parques. Este capítulo está dividido em duas seções, sendo que a primeira apresenta os resultados obtidos para um sistema tutorial, em que se observa o comportamento da resposta em função dos diferentes dados iniciais do sistema. A segunda seção considera um possível local de instalação de um parque eólico *offshore* na região Nordeste do país, considerando um formato hipotético.

O objetivo das simulações neste caso tutorial é avaliar o processo de otimização de cada um dos problemas em função dos parâmetros de entrada, como a direção de incidência do vento. Além disso, os resultados obtidos para este caso também permitem fazer uma comparação entre as técnicas de otimização consideradas.

### 6.1 SISTEMA TUTORIAL

O sistema tutorial utilizado para a simulação consiste em uma região retangular dividida em 100 bits quadrados, cada um com dimensão igual a cinco vezes o tamanho do diâmetro do rotor ( $5D_R$ ). O Gráfico 6 representa a região de interesse com os bits disponíveis para alocação de aerogeradores.

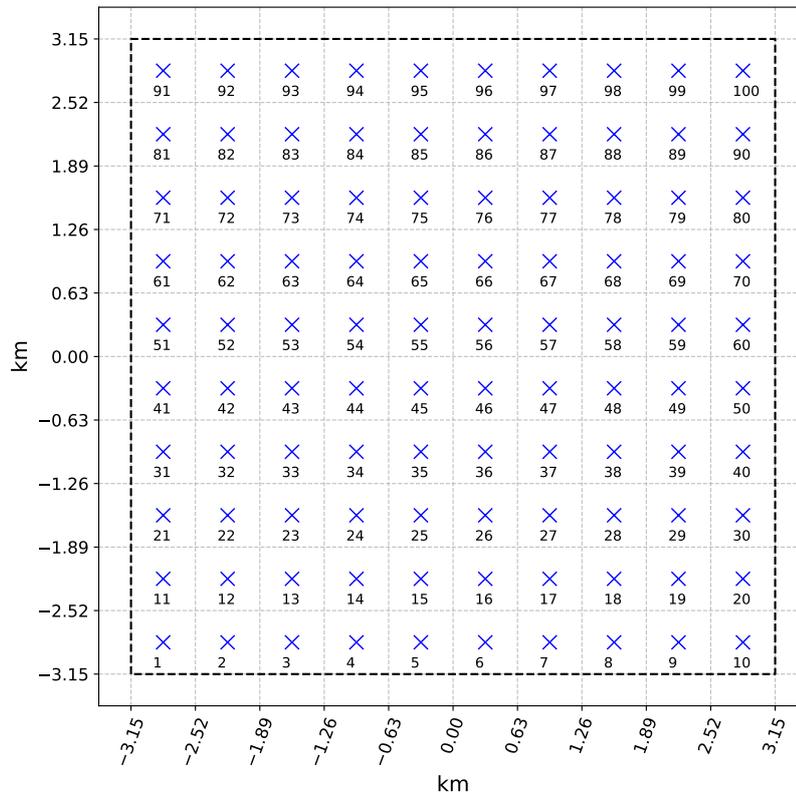
Para a otimização do *layout* nessa simulação, serão considerados os dados de turbina apresentados no Capítulo 4 e os apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Dados necessários para a otimização do *layout* - sistema tutorial.

Parâmetro	Valor
Número de Turbinas	40
Diâmetro do Rotor ( $D_R$ ) [m]	126
Potência Nominal [MW]	5
Coefficiente de Impulso ( $C_T$ )	0,88
Altura do Rotor ( $z$ ) [m]	90
Rugosidade do solo ( $z_0$ )	0,0002
Fator de decaimento ( $\alpha$ )	0,0384

Fonte: elaborado pelo autor.

Com relação aos dados de vento, será considerada a velocidade incidente no parque igual a 11,4 m/s, medida na mesma altura da nacele da turbina, valor este igual a sua velocidade nominal. Dessa forma, toda a potência que for perdida no parque será causada, exclusivamente, pelo *wake effect*, evitando que haja perdas de geração causadas por uma velocidade incidente inferior à nominal.

Gráfico 6 - *Bits* disponíveis no parque - sistema tutorial.

Fonte: elaborado pelo autor.

Com relação aos ângulos de incidência, serão considerados 2 casos: o primeiro com direção norte-sul e o segundo com a direção de incidência dividida em 12 setores de igual probabilidade, com variação de  $30^\circ$  entre cada setor.

Para a otimização, cada algoritmo foi executado 50 vezes e o tamanho da população, bem como os critérios de parada considerados, são os mostrados na Tabela 10. Para essa simulação, foram geradas 50 populações iniciais diferentes, de forma que, a cada iteração, todos os algoritmos sejam inicializados de forma igual. A quantidade de indivíduos da população utilizada foi mantida igual à de turbinas, uma vez que as estratégias desenvolvidas levam a uma maior eficiência dos métodos, de tal modo que não são verificados ganhos na solução com o aumento da população, apenas aumento do esforço computacional.

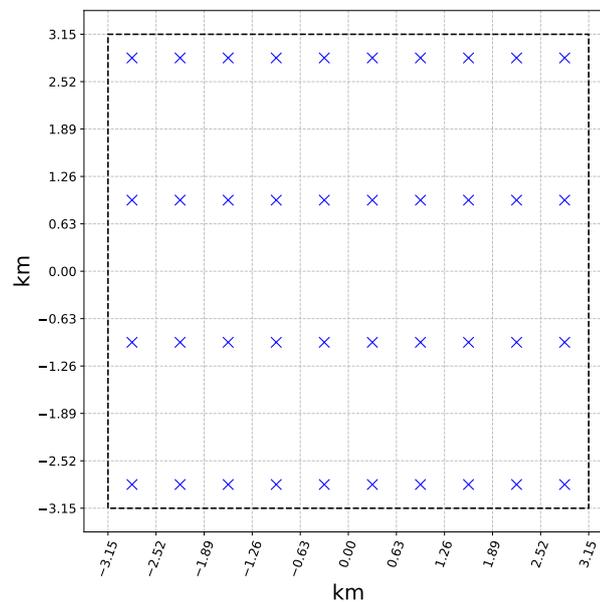
### 6.1.1 Simulação do caso Norte-Sul

O Gráfico 7 apresenta o melhor *layout* obtido pelos algoritmos nas 200 simulações para um vento incidente na direção norte-sul. Além disso, considerando todos os *layouts* obtidos, foi feita uma análise com o objetivo de identificar a frequência de seleção de cada *bit*, conforme apresenta o Gráfico 8.

Tabela 10 – Parâmetros dos algoritmos de otimização - sistema tutorial.

Parâmetro	Valor
População	40
Tempo Máximo [s]	3600
Número Máximo de Iterações	600
Número máximo de estagnações	50

Fonte: elaborado pelo autor.

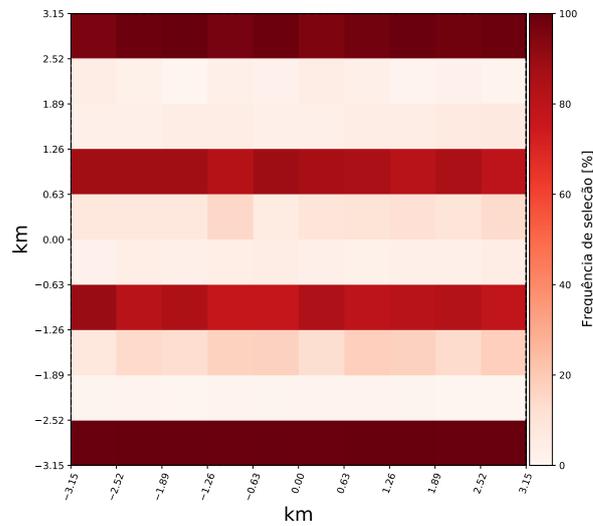
Gráfico 7 - Melhor *layout* obtido - sistema tutorial caso norte-sul.

Fonte: elaborado pelo autor.

Como se pode observar, a resposta obtida mantém todos os aerogeradores enfileirados, garantindo que as distâncias entre as turbinas que estão na direção vertical sejam as mesmas. Além disso, pode-se perceber que algoritmos apresentaram uma boa precisão ao selecionar os *bits* para alocação de aerogeradores. No entanto, verifica-se que alguns outros *bits* foram selecionados em algumas simulações, indicando que a solução apresentada não foi obtida em todas as execuções.

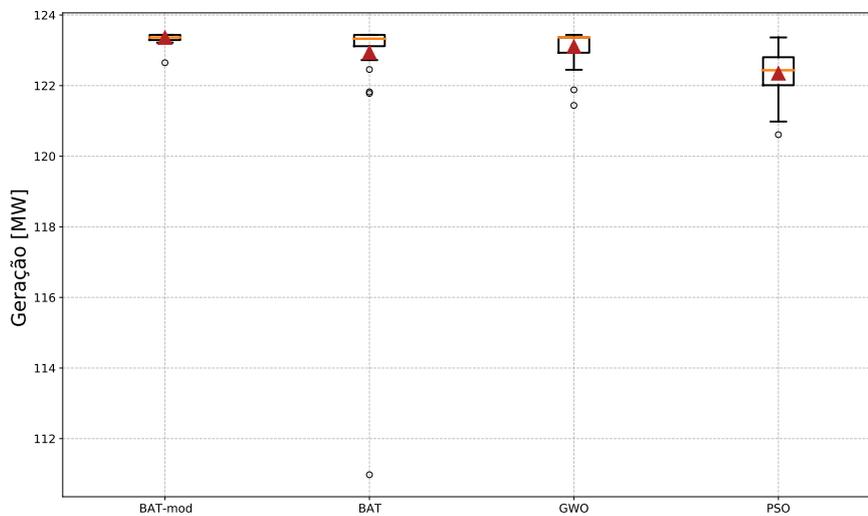
O Gráfico 9 apresenta a distribuição da geração obtida pelos algoritmos em suas execuções através de *boxplots*. De forma a complementar essa análise estatística, os principais resultados das simulações que foram obtidos por cada ferramenta são apresentados na Tabela 11. Os dados em negrito representam o melhor dentre os demais.

Pelos resultados, conclui-se que apenas o PSO não conseguiu obter a melhor solução

Gráfico 8 - Frequência de seleção de cada *bit* - sistema tutorial caso norte-sul.

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 9 - Distribuição da geração obtida em cada execução - sistema tutorial caso norte-sul.



Fonte: elaborado pelo autor.

obtida pelos demais. Além disso, o BAT-mod (algoritmo de ecolocalização de morcegos modificado) foi a ferramenta que apresentou a maior média e mediana e menor desvio, além de sua pior solução ter sido superior à pior de cada otimizador.

Já o Gráfico 10 mostra a distribuição do tempo computacional necessário para solucionar cada problema por cada algoritmo através de *boxplots*. A cada iteração do algoritmo, foi armazenado o melhor indivíduo, isto é, o melhor *layout* obtido até o momento, bem como a sua avaliação. A partir da melhor solução obtida por cada algoritmo, foram

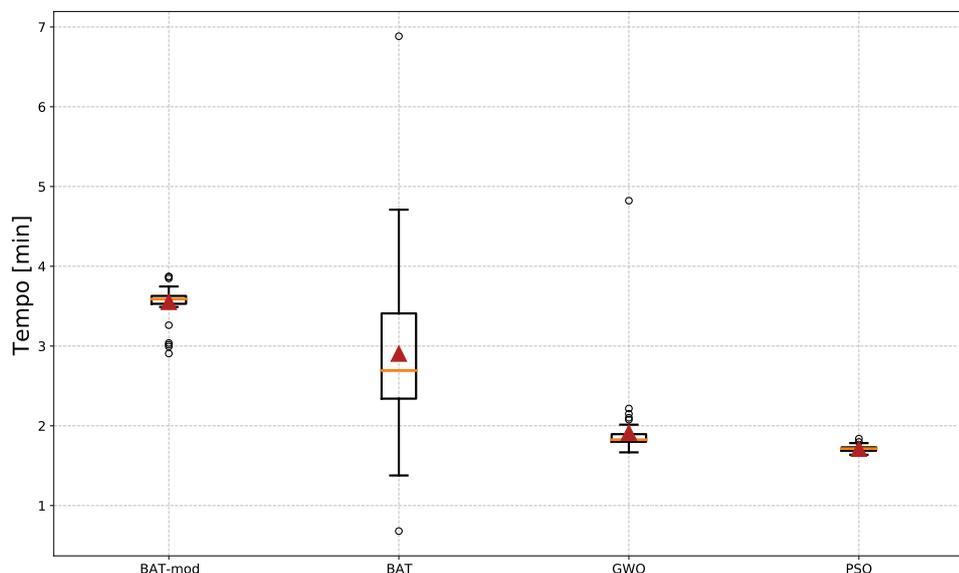
Tabela 11 – Dados estatísticos das gerações obtidas por cada algoritmo - sistema tutorial caso norte- sul.

	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	<b>123,438</b>	<b>123,438</b>	<b>123,438</b>	123,365
Mínimo	<b>122,649</b>	110,977	121,44	120,611
Média	<b>123,363</b>	122,94	123,11	122,351
Mediana	<b>123,365</b>	123,328	123,364	122,436
Desvio Padrão	<b>0,121</b>	1,747	0,419	0,582

Fonte: elaborado pelo autor.

geradas as curvas de convergência como mostra o Gráfico 11. É importante destacar que esse gráfico apresenta os resultados a partir do final da primeira iteração, não sendo apresentada, então, a geração obtida pelo melhor indivíduo da população inicial.

Gráfico 10 - Distribuição do tempo computacional necessário para a otimização do *layout* - sistema tutorial caso norte-sul.

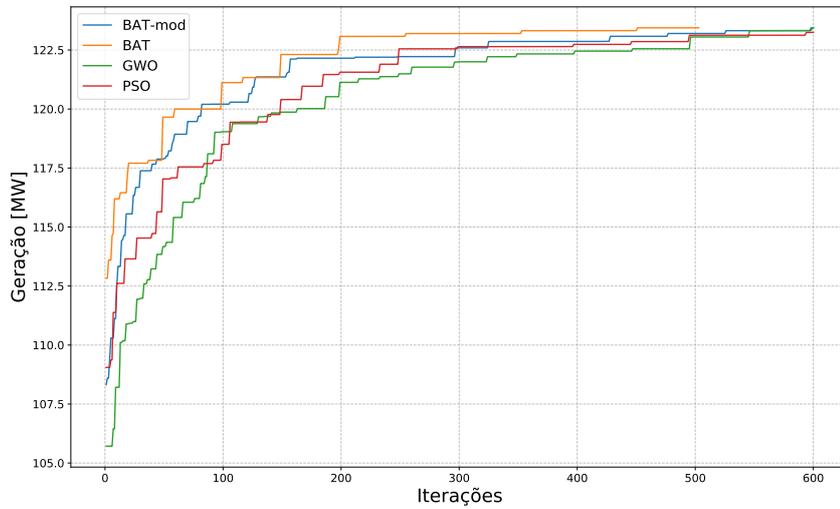


Fonte: elaborado pelo autor.

O PSO foi o algoritmo que apresentou menor tempo computacional e com um menor desvio padrão. Já os desvio do BAT-mod e do GWO foram muito próximos, embora o GWO tenha exigido menor tempo computacional. O BAT foi o que apresentou maior desvio, sendo responsável pela execução de menor e maior duração. No entanto, sua média e mediana ainda é inferior ao do BAT-mod.

Pelo Gráfico 11, é possível visualizar o comportamento da geração do parque ao longo do processo iterativo e verifica-se que o algoritmos de ecolocalização de morcegos,

Gráfico 11 - Curva de convergência de cada algoritmo - norte-sul.



Fonte: elaborado pelo autor.

tanto em sua versão original (BAT), quanto na versão modificada (BAT-mod) proposta, apresentam uma evolução da resposta mais rápida do que os demais. Verifica-se, também, que o BAT foi o único algoritmo que estagnou a solução antes de atingir 600 iterações, valor este definido como máximo.

Por fim, foi feita uma análise da geração desse parque considerando ventos incidentes em diferentes direções. Assim, a partir de ângulos variando de 0 a 360°, com discretização de 1°, foi obtida a curva do Gráfico 12, mantendo fixa a velocidade de 11,4 m/s.

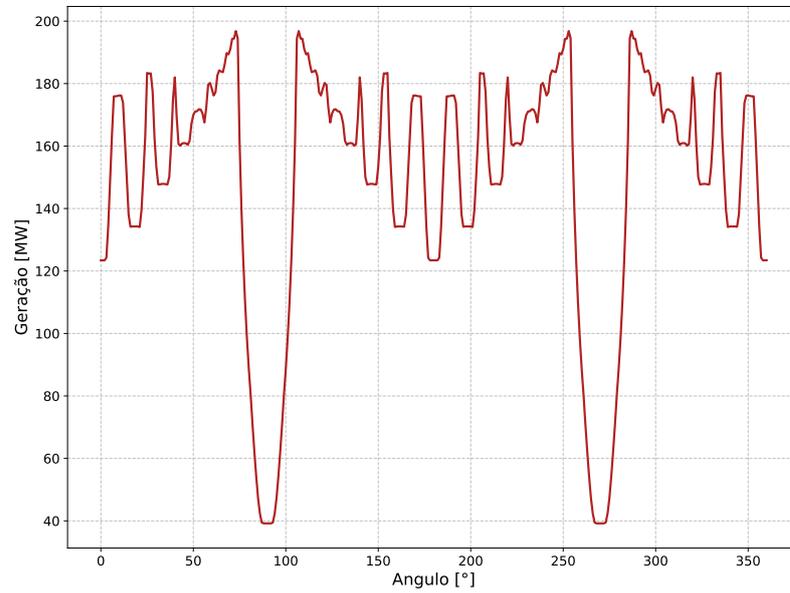
Pode-se verificar que próximo aos ângulos de incidência de 90° e 180°, o parque apresenta uma redução considerável em sua geração, devido ao efeito esteira que apresenta um comportamento na horizontal e que, do ponto de vista do vento incidente, as turbinas ficam muito próximas, prejudicando a geração daquelas que estão no interior de esteiras.

No entanto, a geração atinge seu valor máximo, próximo aos 200 MW instalados, quando o ângulo de incidência é próximo aos ângulos 90 e 180°, mas antes de começarem as interferências entre as turbinas próximas. Isso se deve ao fato de que, nessa inclinação, a esteira de cada turbina necessita percorrer uma longa distância até atingir uma segunda.

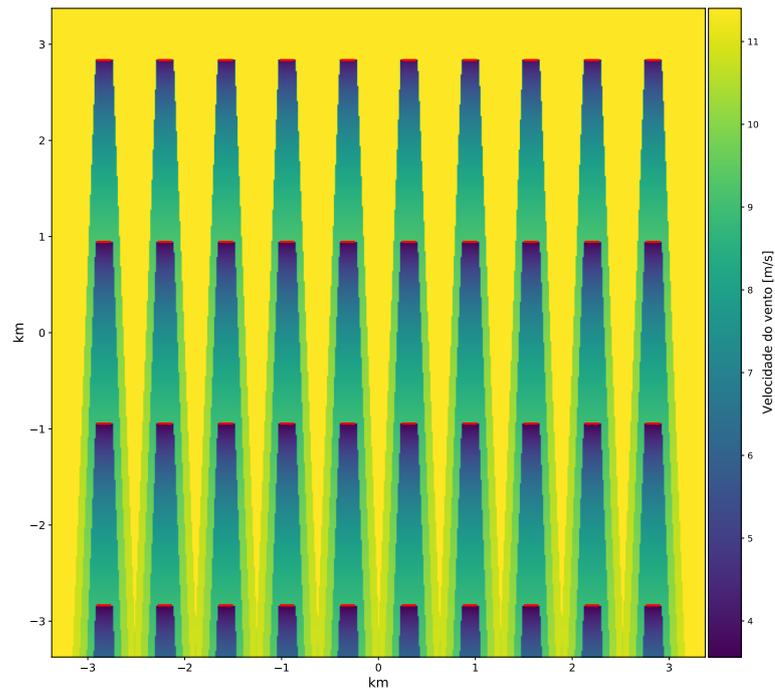
No Gráfico 13, é possível visualizar o perfil de velocidade dos ventos no parque e as esteiras causadas por cada turbina, em que quanto mais próximo do tom amarelo, maior é a velocidade.

Dessa forma, com essa figura, é possível verificar o comportamento de recuperação da velocidade após a interação com uma turbina, além de permitir identificar a inteligência que os algoritmos utilizaram para a resolução do problema.

Gráfico 12 - Curva de geração em função do ângulo de incidência - norte-sul.



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 13 - Perfil de velocidade dos ventos para o *layout* obtido - norte-sul.

Fonte: elaborado pelo autor.

### 6.1.2 Simulação de múltiplas direções

Nesta simulação, foi considerada a situação em que o vento incidente ocorre em 12 direções diferentes, estas discretizadas de 30 em 30°, com velocidade média de 11,4 m/s e de mesma probabilidade, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12 – Dados de vento considerados - sistema tutorial com múltiplas direções.

Velocidade [m/s]	Ângulo [°]	Frequência [%]
11,4	0	8,33
11,4	30	8,33
11,4	60	8,33
11,4	90	8,33
11,4	120	8,33
11,4	150	8,33
11,4	180	8,33
11,4	210	8,33
11,4	240	8,33
11,4	270	8,33
11,4	300	8,33
11,4	330	8,33

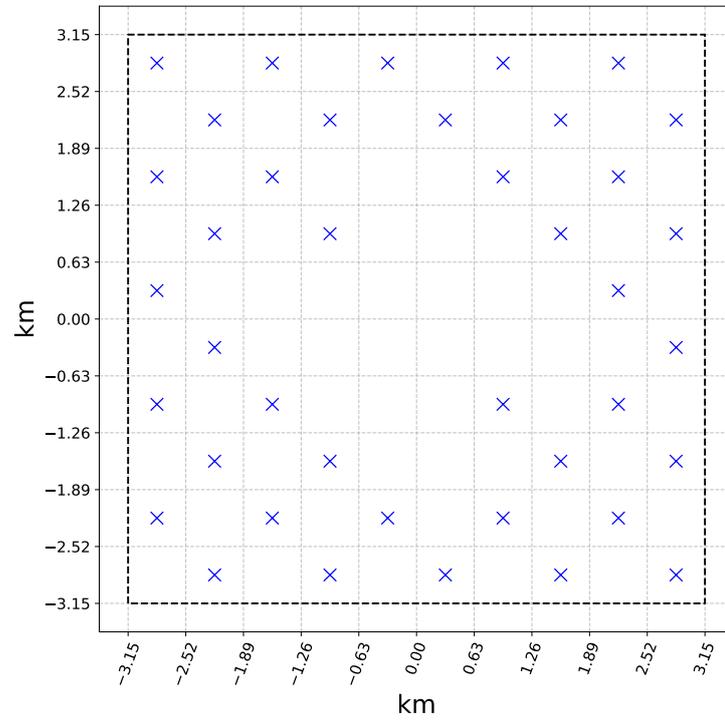
Fonte: elaborado pelo autor.

O Gráfico 14 apresenta o melhor *layout* obtido pelos algoritmos nas 200 simulações, para este caso de vento incidente em múltiplas direções. O *layout* obtido apresenta simetria ocasionada pelo fato de os ângulos incidentes apresentarem variação simétrica, de mesma probabilidade, em um sistema com disposição regular e quadrada (10 x 10 *bits*).

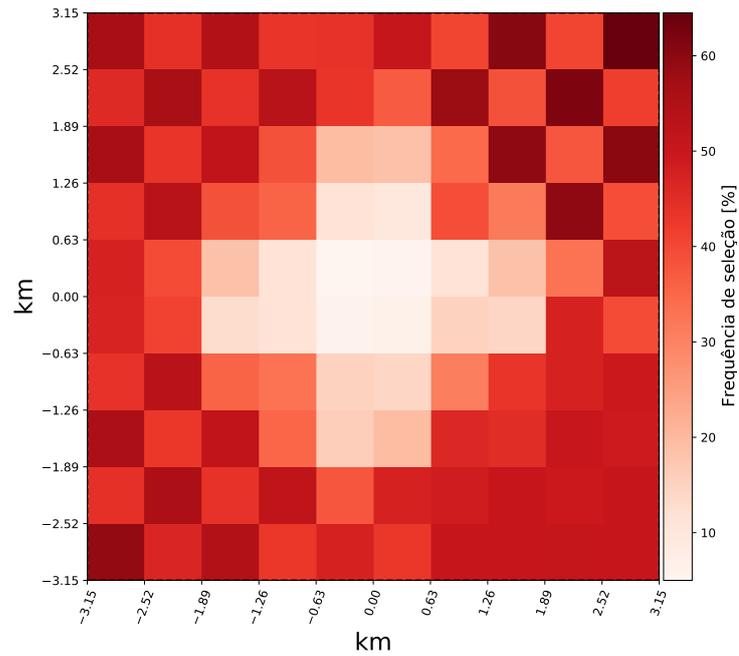
Diante dos resultados obtidos em cada uma das 200 simulações, também foi feita a análise da frequência de seleção de cada *bit*, conforme apresenta o Gráfico 15.

Pode-se verificar, comparativamente à simulação anterior, que os bits selecionados apresentaram uma maior variabilidade ao longo das execuções. No entanto, o centro do parque contém *bits* que foram selecionados em poucos casos, enquanto as extremidades do parque apresentaram uma maior ocorrência. Esse comportamento também está associado à simetria já mencionada, uma vez que a rotação de 90° da melhor configuração obtida estará associada à mesma extração de potência.

A Tabela 13 apresenta os dados estatísticos das simulações de cada técnica de otimização. Como pode-se observar, novamente o BAT-mod foi a técnica que apresentou uma melhor distribuição, com uma maior média e mediana e menor desvio padrão, como também apresenta o Gráfico 16 com os *boxplots* da geração obtida pelos algoritmos em suas execuções. Além disso, pelo valor máximo, pode-se verificar que todos os algoritmos obtiveram a mesma geração, não, necessariamente, associada ao mesmo *layout*.

Gráfico 14 - Melhor *layout* obtido - sistema tutorial com múltiplas direções.

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 15 - Frequência de seleção de cada *bit* - sistema tutorial com múltiplas direções.

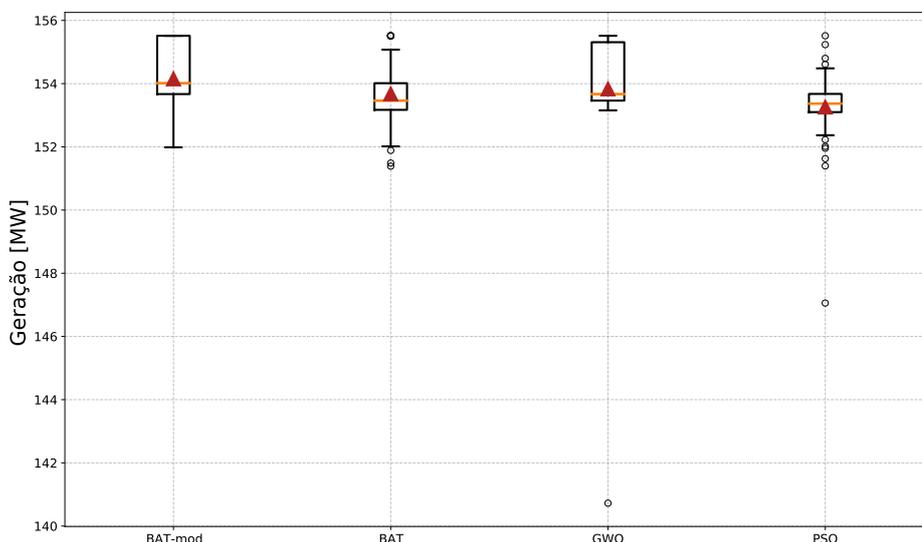
Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 13 – Dados estatísticos das gerações obtidas por cada algoritmo, em MW - sistema tutorial com múltiplas direções.

	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	<b>155,514</b>	<b>155,514</b>	<b>155,514</b>	<b>155,514</b>
Mínimo	<b>151,986</b>	151,389	140,725	147,057
Média	<b>154,159</b>	153,686	153,841	153,266
Mediana	<b>154,014</b>	153,463	153,67	153,368
Desvio Padrão	<b>0,953</b>	1,01	2,066	1,185

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 16 - Distribuição da geração obtida em cada execução - sistema tutorial com múltiplas direções.

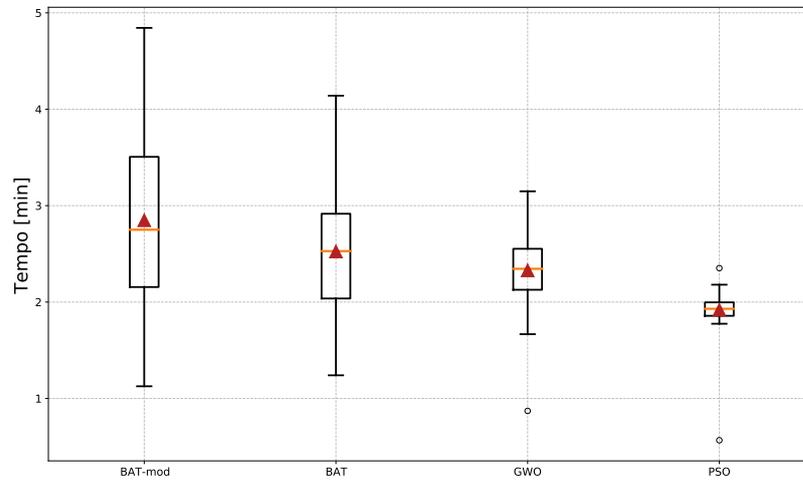


Fonte: elaborado pelo autor.

Já o Gráfico 17 mostra a distribuição do tempo computacional de cada algoritmo ao longo de suas 50 execuções. Essa distribuição permite avaliar que o BAT-mod, apesar de ter apresentado o melhor desempenho no processo de otimização, também foi o que necessitou de maior tempo computacional na média.

Novamente, verifica-se que os algoritmos inspirados na ecolocalização de morcegos apresentaram uma maior rapidez na obtenção de melhores soluções no início do processo. Além disso, o BAT-mod obteve sua melhor solução devido a sua estagnação, antes de atingir 200 iterações, enquanto as demais técnicas necessitaram de um maior número, até atingir o máximo, como ocorreu com o PSO.

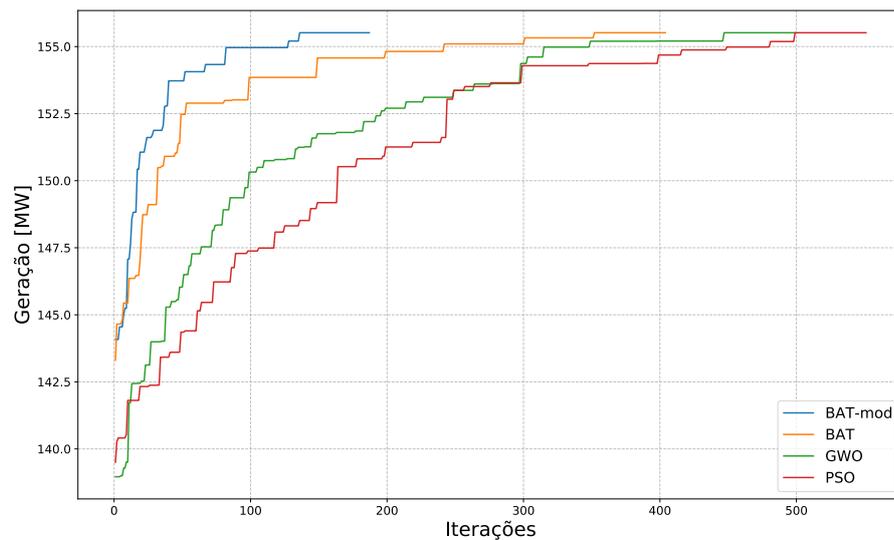
Gráfico 17 - Distribuição do tempo computacional necessário para a otimização do *layout* - sistema tutorial com múltiplas direções.



Fonte: elaborado pelo autor.

Com base nas 50 simulações de cada algoritmo, foram identificadas aquelas em que foram obtidos os melhores *layouts*. para, então, analisar o comportamento da convergência dos algoritmos. Assim, pelo Gráfico 18, pode ser observado o comportamento da potência média extraída considerando o melhor *layout* obtido a cada iteração.

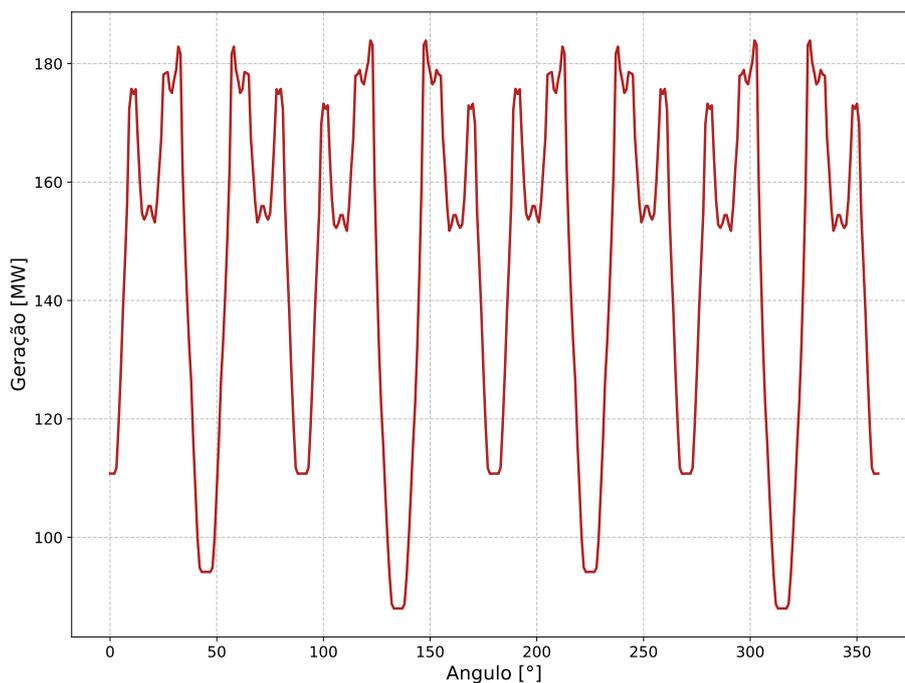
Gráfico 18 - Curva de convergência de cada algoritmo - sistema tutorial com múltiplas direções.



Fonte: elaborado pelo autor.

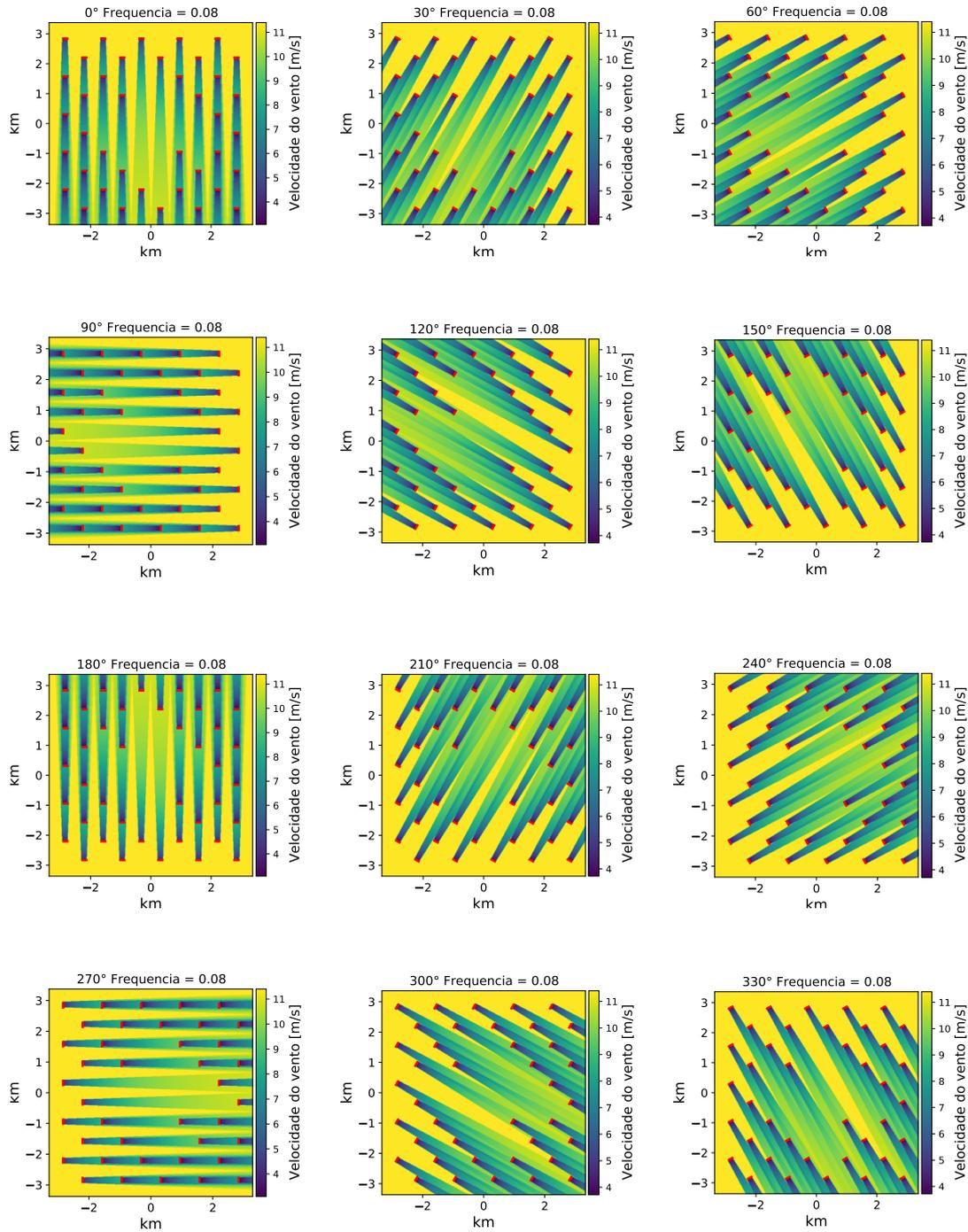
Por fim, foi feita, novamente, a análise da geração do parque considerando ventos incidentes em diferentes direções. Dessa forma, a partir da variação de 0 a 360°, com discretização de 1°, foi obtida a curva do Gráfico 19, mantendo fixa a velocidade de 11,4 m/s. A simetria do parque ocasionada pelas suas dimensões e pelo posicionamento das turbinas pode ser verificada, novamente, no comportamento quase periódico da curva obtida.

Gráfico 19 - Curva de geração em função do ângulo de incidência - sistema tutorial com múltiplas direções.



Fonte: elaborado pelo autor.

No Gráfico 20, é possível visualizar o perfil de velocidade dos ventos no parque e as esteiras causadas por cada turbina.

Gráfico 20 - Perfil de velocidade dos ventos para o *layout* obtido - múltiplas direções.

Fonte: elaborado pelo autor.

Considerando a melhor configuração obtida nessa simulação, cujo *layout* foi apresentado no Gráfico 14, foi feita otimização do sistema coletor considerando três objetivos: a minimização das perdas, minimização dos custos com cabos e minimização dos custos totais (com perdas e cabos) executando, para cada caso, 50 vezes cada algoritmo.

A tensão da SE foi mantida em 0,95 pu, em que a tensão base é de 30 kV, devido ao fato de que tensões menores elevam o nível de corrente no sistema coletor, para uma mesma potência injetada. Assim, é considerado um outro aspecto de segurança, de forma que o dimensionamento dos condutores seja adequado para as situações de maior injeção de potência e corrente. Além disso, a SE foi mantida fixa na posição (0,0), por ser um ponto mais central, situação esta que facilita a construção das conexões e adotou-se uma restrição de que aerogeradores não podem ficar a menos de 50 m de uma determinada conexão, distância essa definida de forma arbitrária.

Para a minimização das perdas foi considerado o método simplificado apresentado no Capítulo 5, por apresentar menor esforço computacional, enquanto a minimização dos custos totais considera as perdas obtidas pelo fluxo de potência convencional.

Os dados de cabos utilizados para esse sistema são os apresentados no Capítulo 5, na Tabela 8, alguns dados do sistema que serão utilizados na avaliação da rede interna do parque estão na Tabela 14. Já os dados utilizados para a otimização são os apresentados na Tabela 15.

Tabela 14 – Dados adicionais para a otimização do sistema coletor - sistema tutorial.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Quantidade de SE	1	Vida útil	25 anos
Posição da SE	(0, 0)	Tensão da SE [pu]	0,95
Preço Energia [\$/MWh]	76	Distância mínima entre aerogerador e conexão	50 m
TMA [%]	20 a.a.		

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 15 – Parâmetros dos algoritmos de otimização do sistema coletor - sistema tutorial.

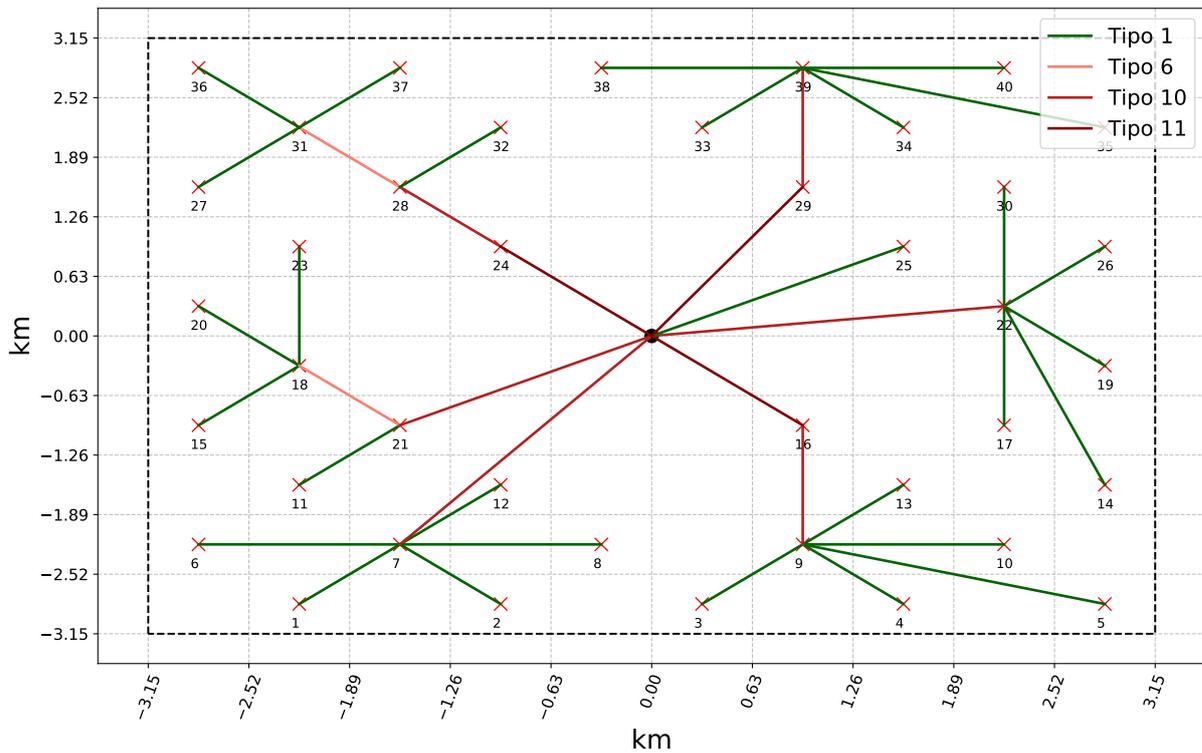
<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Tempo Máximo [s]	3600	População	120
Número Máximo de estagnações	40	Número máximo de Iterações	900

Fonte: elaborado pelo autor.

### 6.1.3 Caso 1: minimização das perdas elétricas

A melhor configuração obtida com a otimização do sistema coletor visando à redução das perdas elétricas do sistema coletor é a mostrada no Gráfico 21.

Gráfico 21 - Melhor roteamento obtido - caso 1 sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Os dados do sistema, bem como da simulação que a obteve são apresentados na Tabela 16. Assim, verifica-se que esse sistema apresenta perda de 1,455 MW quando todos os aerogeradores estão operando em capacidade máxima e a quantidade de cabos necessários para fazer as conexões é de cerca de 48 km.

O Gráfico 22 apresenta os *boxplots* das perdas obtidos por cada algoritmo ao longo das 50 execuções. De forma a complementar essa análise estatística, a Tabela 17 apresenta os dados estatísticos das perdas obtidas por cada técnica. O PSO foi a técnica que alcançou a melhor solução e, além disso, dentre as piores soluções de cada algoritmo, a do PSO foi a melhor. Do ponto de vista da média, o PSO e BAT-mod apresentam o mesmo valor, enquanto o BAT-mod apresenta menor mediana e desvio padrão.

Dessa forma, verifica-se que o BAT-mod, apesar de não ter alcançado a melhor solução das 200 obtidas, sua melhor solução foi muito próxima e, quando analisado do ponto de vista global, essa técnica apresentou um melhor desempenho, sob o ponto de vista do desvio, da média e da mediana.

Tabela 16 – Dados do sistema coletor otimizado - caso 1 sistema tutorial.

Algoritmo	PSO
Tempo [s]	770,09
Iterações	426
FOB	1,455
Perdas CC [MW]	1,455
Perdas CA [MW]	1,438
Custo com Perdas [\$]	78.663,98
Custo com cabos [\$]	207.036,70
Dados das Subestações	
Potência Complexa [MVA]	198,999
Potência Ativa [MW]	198,562
Potência Reativa [MVA <sub>r</sub> ]	13,171
Comp. de cabos [km]	
Cabo 1	33,040
Cabo 6	1,782
Cabo 10	10,185
Cabo 11	4,510

Fonte: elaborado pelo autor.

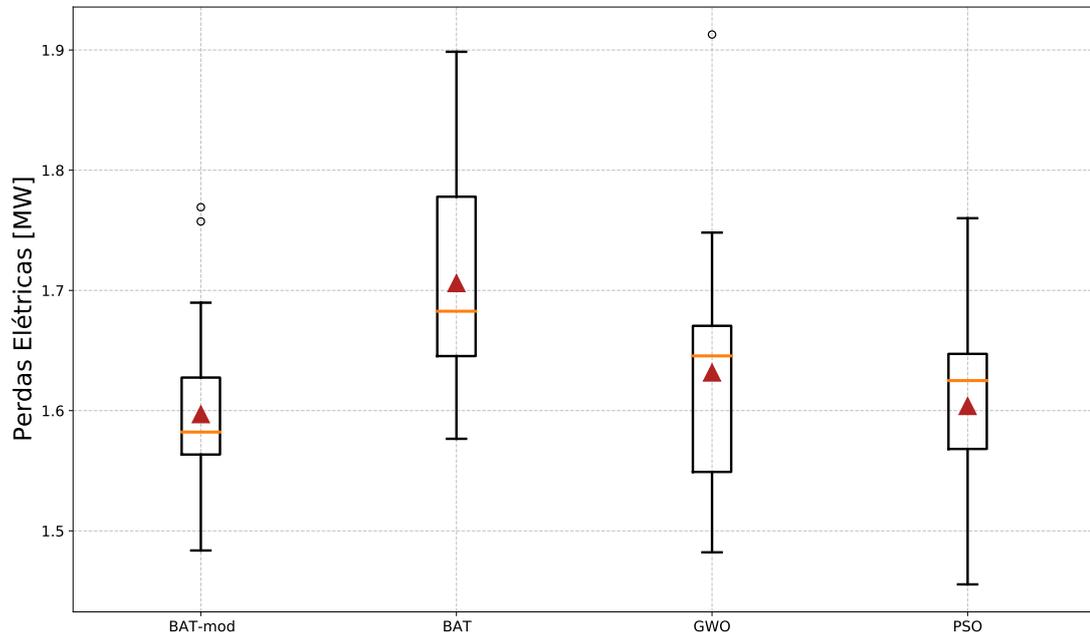
Tabela 17 – Dados estatísticos das perdas obtidas, em MW - caso 1 sistema tutorial.

	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	1,77	1,90	1,91	<b>1,76</b>
Mínimo	1,48	1,58	1,48	<b>1,46</b>
Média	<b>1,60</b>	1,71	1,63	<b>1,60</b>
Mediana	<b>1,58</b>	1,68	1,65	1,63
Desvio	<b>0,07</b>	0,09	0,09	0,08

Fonte: elaborado pelo autor.

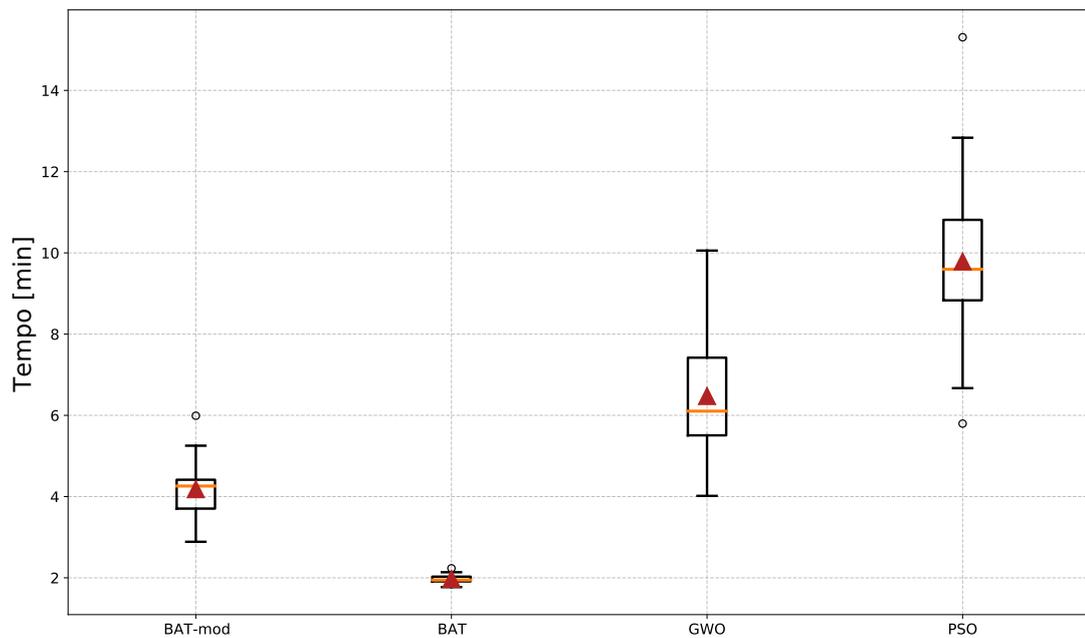
A distribuição do tempo computacional também foi analisada para cada algoritmo, como apresentam os *boxplots* do Gráfico 23. Pode-se verificar que, neste caso, os algoritmos inspirados na ecolocalização de morcegos apresentaram a menor média, desvio e mediana, com destaque para o BAT que obteve um menor desvio desse tempo.

Gráfico 22 - Distribuição das perdas elétricas obtidos - caso 1 sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

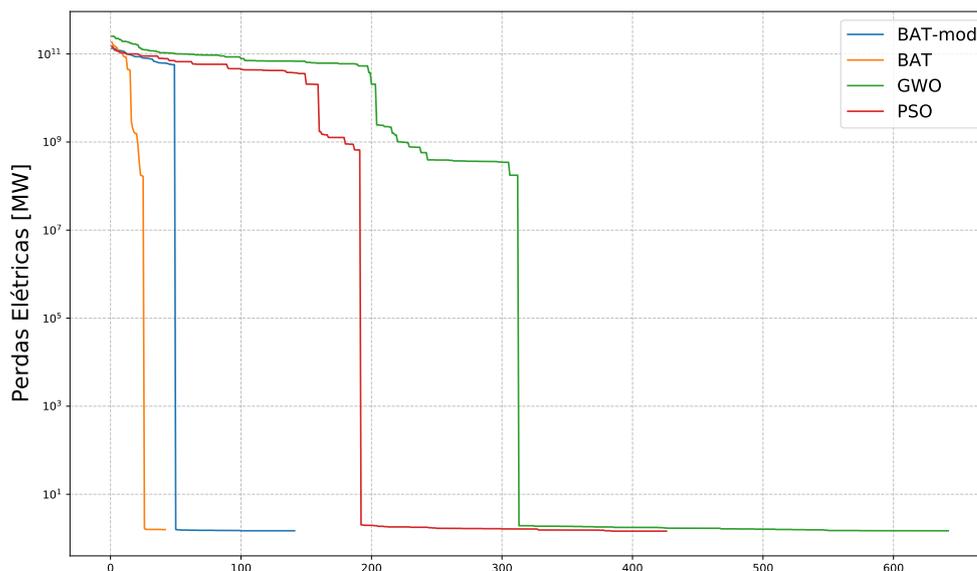
Gráfico 23 - Distribuição do tempo necessário para a otimização - caso 1 - sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Foram selecionadas as simulações de cada algoritmo que apresentaram a menor solução para analisar o processo de convergência de cada algoritmo. O Gráfico 24 apresenta essa curva de convergência, em que é possível verificar, novamente, a característica de obtenção de boas soluções no início do processo iterativo.

Gráfico 24 - Curva de convergência da otimização do sistema coletor - caso 1 - sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

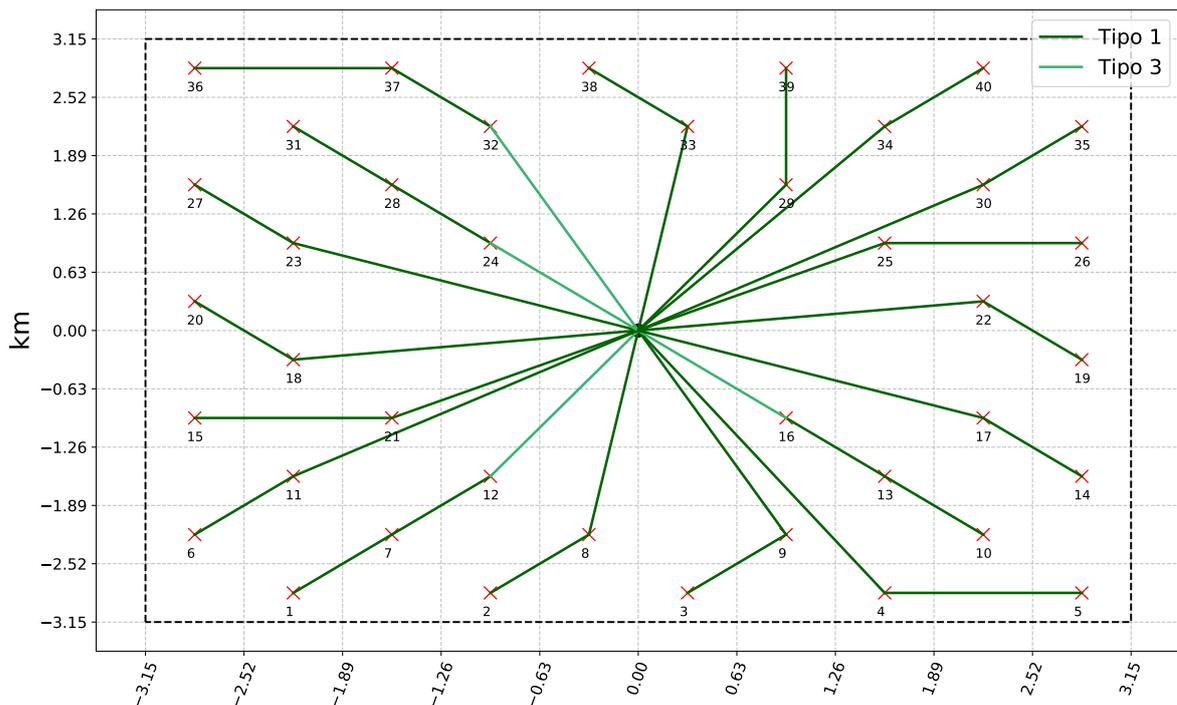
É importante destacar que o gráfico possui valores elevados, uma vez que as perdas elétricas foram associadas a penalidades pelo não cumprimento de alguma restrição. Assim, quando são visualizadas quedas nos gráficos, verifica-se que a técnica atingiu uma solução viável que atenda a todas as restrições e, a partir desse momento, tenderá manter a viabilidade, ao mesmo tempo que busca por melhores soluções.

### 6.1.4 Caso 2: minimização dos custos com cabos

Neste caso, busca-se uma configuração que apresente menores custos com cabos, através da definição de conexões que apresentem menores comprimentos e, ao mesmo tempo, respeitem os limites de ampacidades dos cabos e as restrições inerentes ao sistema coletor.

A melhor configuração obtida com a otimização do sistema coletor visando à redução das perdas elétricas é a mostrada no Gráfico 25. Como é possível verificar, o algoritmo busca uma configuração em que utiliza cabos mais baratos e de menor ampacidade. Assim, aumenta-se a quantidade de alimentadores, diminuindo a quantidade de turbinas em cada um, mas, ao mesmo tempo, busca-se uma redução da quantidade de cabos utilizados. Os dados referentes a esse sistema são apresentados na Tabela 18.

Gráfico 25 - Melhor roteamento obtido - caso 2 sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

É importante destacar que os custos de cabos apresentados não são o valor total do investimento e, sim, um equivalente mensal, obtido através de uma série uniforme, como descrito no Capítulo 5. Como pode-se observar, foi obtido um custo com cabos menor do que o da simulação anterior, embora as perdas tenham apresentado um aumento considerável. Além disso, verifica-se que essa configuração necessita de uma maior quantidade de cabos, mas o fato de utilizar apenas os cabos de menor custo ainda torna essa configuração mais atrativa do que a anterior, quando analisada somente sob o aspecto do custo.

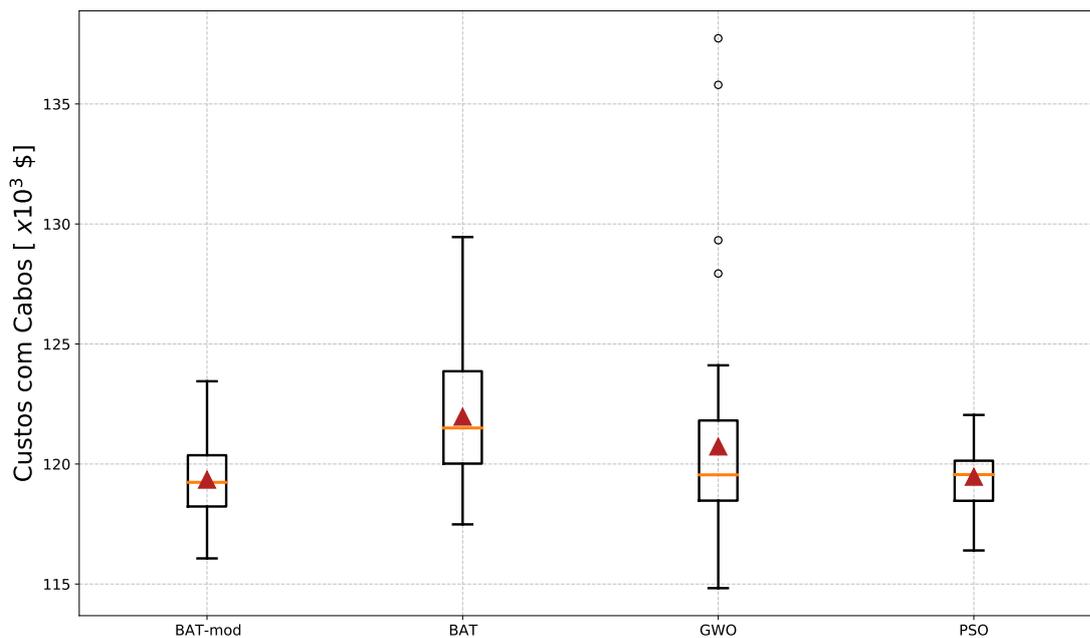
Tabela 18 – Dados do sistema coletor otimizado - caso 2 sistema tutorial.

Algoritmo	GWO
Tempo [s]	1601,08
Iterações	812
FOB	114.828,27
Perdas CC [MW]	2,953
Perdas CA [MW]	2,885
Custo com Perdas [\$]	157.854,85
Custo com cabos [\$]	114.828,27
Dados das Subestações	
Potência Complexa [MVA]	198,691
Potência Ativa [MW]	197,115
Potência Reativa [MVA <sub>r</sub> ]	24,973
Comp. de cabos [km]	
Cabo 1	54,435
Cabo 3	6,909

Fonte: elaborado pelo autor.

O Gráfico 26 apresenta os *boxplots* dos custos obtidos por cada algoritmo ao longo das 50 execuções. De forma a complementar essa análise estatística, a Tabela 19 apresenta os dados dos custos obtidos por cada técnica.

Gráfico 26 - Distribuição dos custos totais obtidos - caso 2 sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 19 – Dados estatísticos dos resultados obtidos, em \$ - caso 2 sistema tutorial.

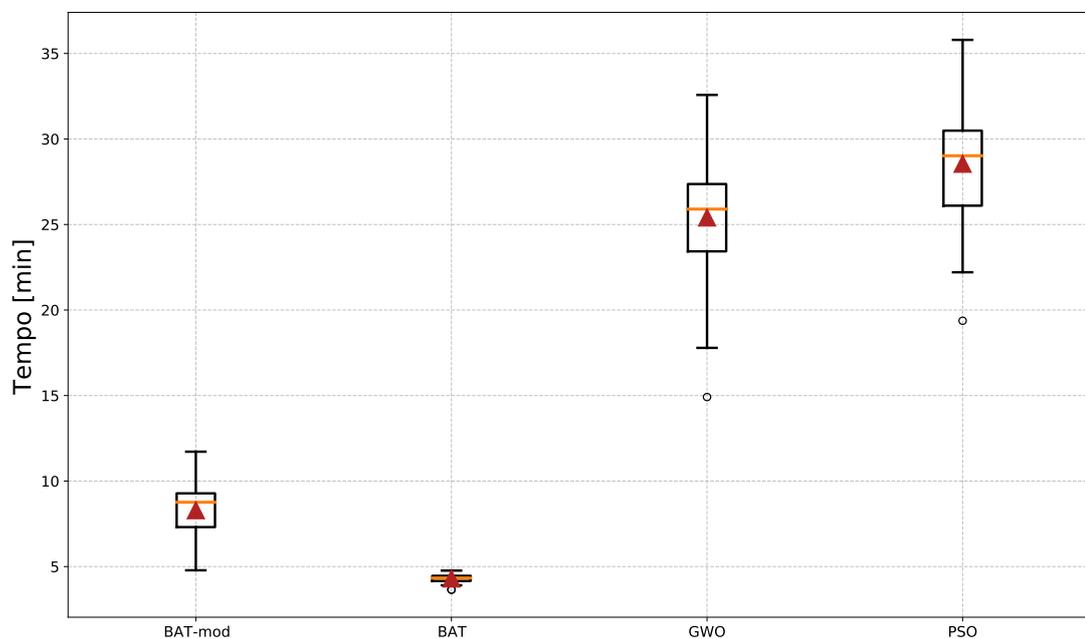
	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	123.448,15	129.455,00	<b>137.734,47</b>	122.045,01
Mínimo	116.068,07	117.485,86	<b>114.828,27</b>	116.398,80
Média	<b>119.348,79</b>	121.972,30	120.731,28	119.471,32
Mediana	<b>119.237,41</b>	121.502,45	119.548,87	119.559,03
Desvio	1.602,16	2.636,43	4.213,11	<b>1.486,89</b>

Fonte: elaborado pelo autor.

Os resultados obtidos mostram que o BAT-mod ainda apresenta uma melhor média e mediana dos resultados, indicando uma boa qualidade nas soluções quando analisadas como um todo. No entanto, o melhor e o pior *layout* foram atingidos pelo GWO, indicando uma considerável variação nas soluções obtidas por este método.

A distribuição do tempo computacional, mostrada pelo Gráfico 27, demonstra, novamente, um tempo computacional menor quando são aplicadas as técnicas BAT e BAT-mod.

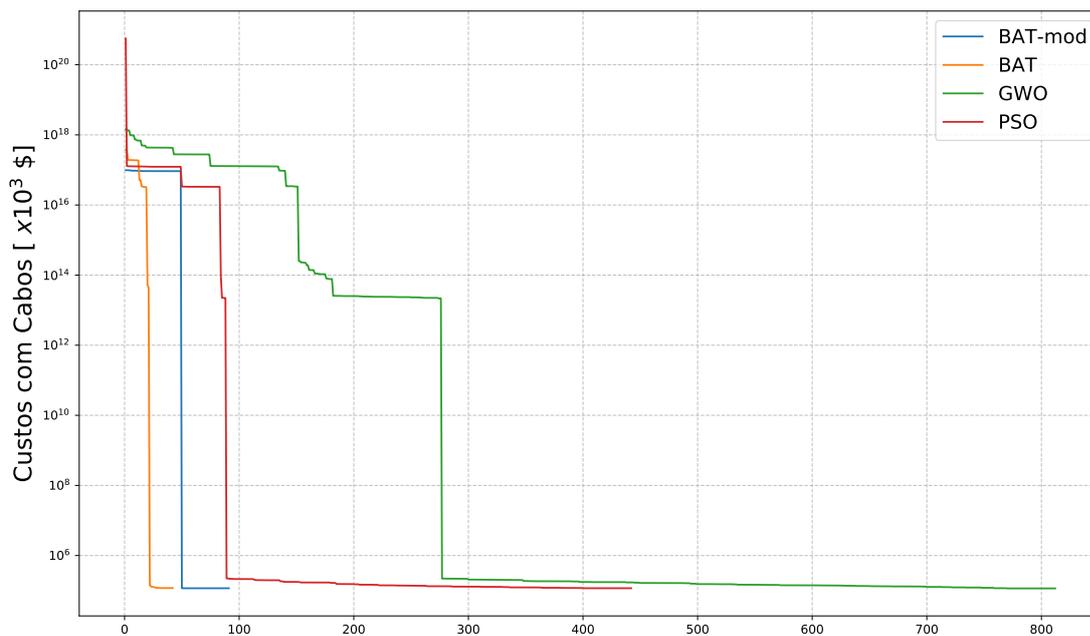
Gráfico 27 - Distribuição do tempo necessário para a otimização - caso 2 - sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

O Gráfico 28 apresenta a curva de convergência do processo iterativo de cada algoritmo na execução em que obteve a melhor solução. Como é possível verificar, novamente os algoritmos BAT e BAT-mod demonstraram um comportamento rápido na obtenção de soluções viáveis para o problema, embora não tenham atingido a melhor solução obtida pelo GWO.

Gráfico 28 - Curva de convergência da otimização do sistema coletor - caso 2 - sistema tutorial.

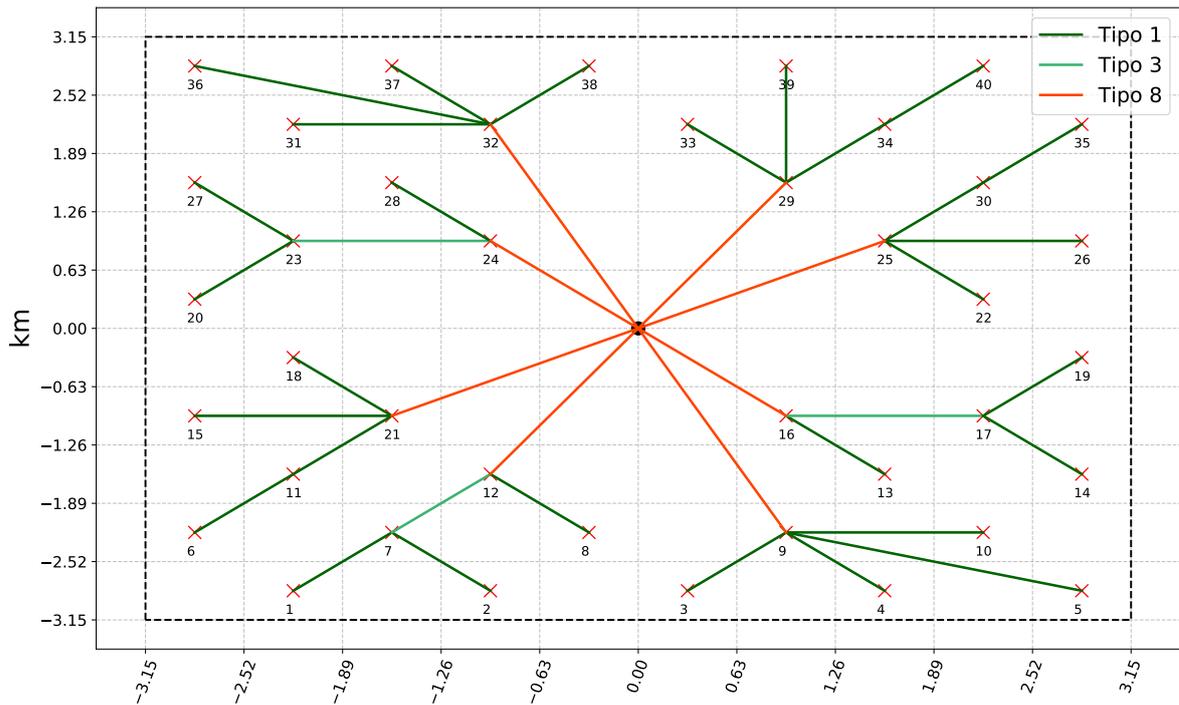


Fonte: elaborado pelo autor.

### 6.1.5 Caso 3: minimização dos custos totais

A melhor configuração obtida com a otimização do sistema coletor visando à redução das perdas elétricas, juntamente com o custo com cabos do sistema coletor é a mostrada no Gráfico 29. Os dados referentes a esse sistema são apresentados na Tabela 20.

Gráfico 29 - Melhor roteamento obtido - caso 3 sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

A característica simétrica do parque do ponto de vista do *layout*, pôde ser visualizada, novamente, através da configuração do sistema coletor, que também apresenta simetria. Analisando os dados do sistema obtido, verifica-se um aumento das perdas em relação à simulação obtida no caso 1 e um aumento dos custos com cabos, em relação ao sistema convergido no caso 2. No entanto, a inteligência empregada tem como o objetivo a minimização do custo total, o que foi atingido, uma vez que os custos com perdas e cabos nessa simulação é inferior aos obtidos nos casos anteriores.

O Gráfico 30 apresenta os *boxplots* dos custos obtidos por cada algoritmo ao longo das 50 execuções. De forma a complementar essa análise estatística, a Tabela 21 apresenta os dados estatísticos dos custos obtidos por cada técnica. Os dados apresentados demonstram que apenas o BAT não foi capaz de atingir a melhor solução obtida pelos demais, além de apresentar uma média e mediana consideravelmente superior.

A distribuição do tempo computacional também foi analisado para cada algoritmo, como apresentam os *boxplots* do Gráfico 31. Novamente, verifica-se que GWO e o PSO demandaram maior tempo computacional para a otimização, embora o PSO tenha apresen-

Tabela 20 – Dados do sistema coletor otimizado - caso 3 sistema tutorial.

Algoritmo	BAT-mod
Tempo [s]	557,56
Iterações	149
FOB	245.624,65
Perdas CC [MW]	1,709
Perdas CA [MW]	1,683
Custo com Perdas [\$]	92.089,47
Custo com cabos [\$]	153.535,18
Dados das Subestações	
Potência Complexa [MVA]	198,769
Potência Ativa [MW]	198,317
Potência Reativa [MVA <sub>r</sub> ]	13,403
Comp. de cabos [km]	
Cabo 1	29,885
Cabo 3	3,411
Cabo 8	14,818

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 21 – Dados estatísticos dos custos totais obtidos, em \$ - caso 3 sistema tutorial.

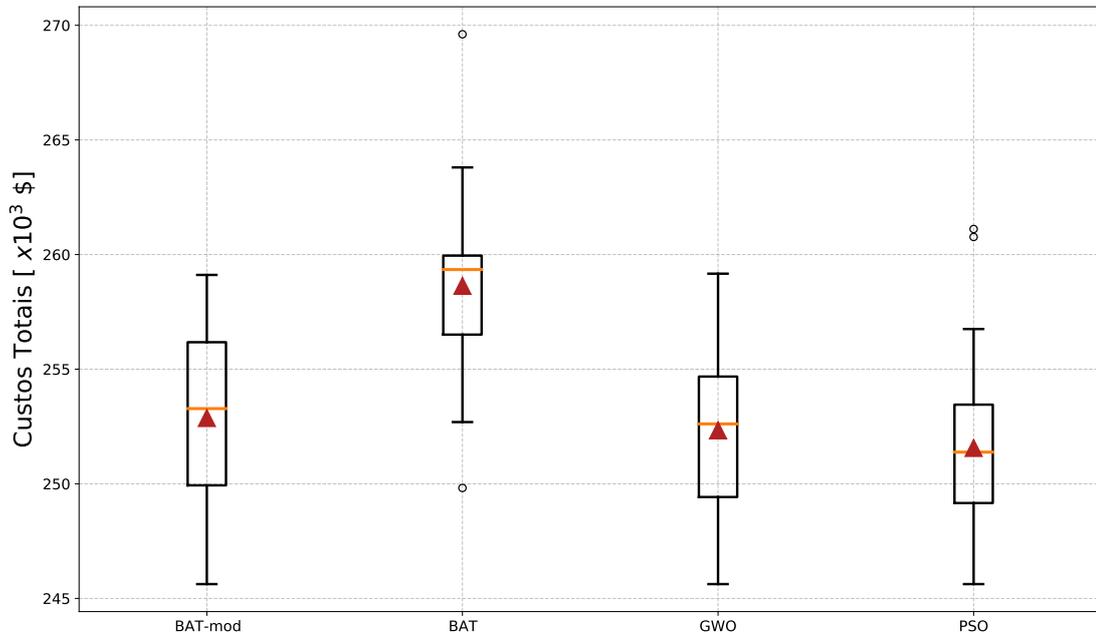
	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	<b>259.111,62</b>	269.609,87	259.166,40	261.113,31
Mínimo	<b>245.624,65</b>	249.818,43	<b>245.624,65</b>	<b>245.624,65</b>
Média	252.870,58	258.635,56	252.332,95	<b>251.564,78</b>
Mediana	253.280,36	259.345,41	252.613,15	<b>251.381,14</b>
Desvio	3.561,23	3.253,23	3.240,80	<b>3.231,96</b>

Fonte: elaborado pelo autor.

tado um desempenho superior aos dos demais nessa simulação. O Gráfico 32 apresenta a curva de convergência do processo iterativo de cada algoritmo na execução em que obteve a melhor solução.

A Tabela 22 apresenta um comparativo entre os três sistemas obtidos nos casos 1, 2 e 3, em que é possível verificar um valor próximo entre as perdas convencionais ( $Perdas_{CA}$ ) e as perdas calculadas de forma simplificada ( $Perdas_{CC}$ ). Além disso, pode-se verificar que, no caso 1, a minimização das perdas estava associada a um maior custo com cabos, enquanto que, no caso 2, um menor custo com cabos está associado a uma maior quantidade de perdas. A resolução da otimização para o caso 3 demonstra uma boa capacidade das ferramentas em determinar um sistema coletor de forma a obter um equilíbrio entre o custo com perdas elétricas, associadas à energia que não pôde ser comercializada, e o custo com os cabos, em um equivalente mensal.

Gráfico 30 - Distribuição dos custos totais obtidos - caso 3 sistema tutorial.



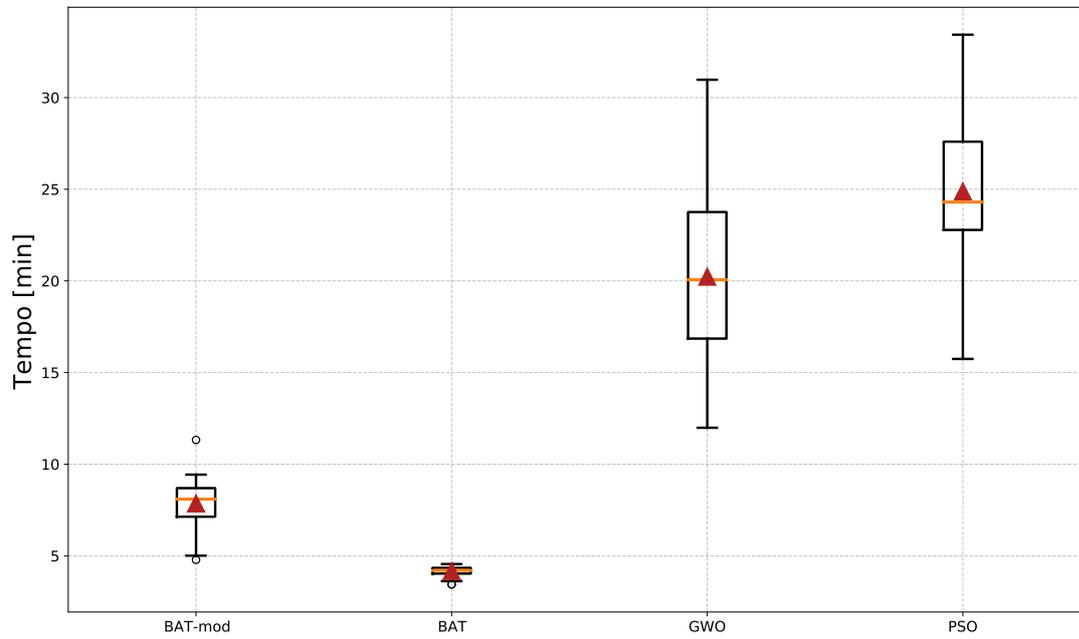
Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 22 – Comparativo entre as redes coletoras obtidas - sistema tutorial.

	$Perdas_{CA}$ [MW]	$Perdas_{CC}$ [MW]	Custos com Perdas [\$]	Custos com Cabos [\$]	Custos Totais [\$]
Caso 1	<b>1,438</b>	<b>1,455</b>	<b>78.663,98</b>	207.063,70	285.727,68
Caso 2	2,953	2,885	157.854,85	<b>114.828,27</b>	272.683,12
Caso 3	1,683	1,709	92.089,47	151.535,18	<b>243.624,65</b>

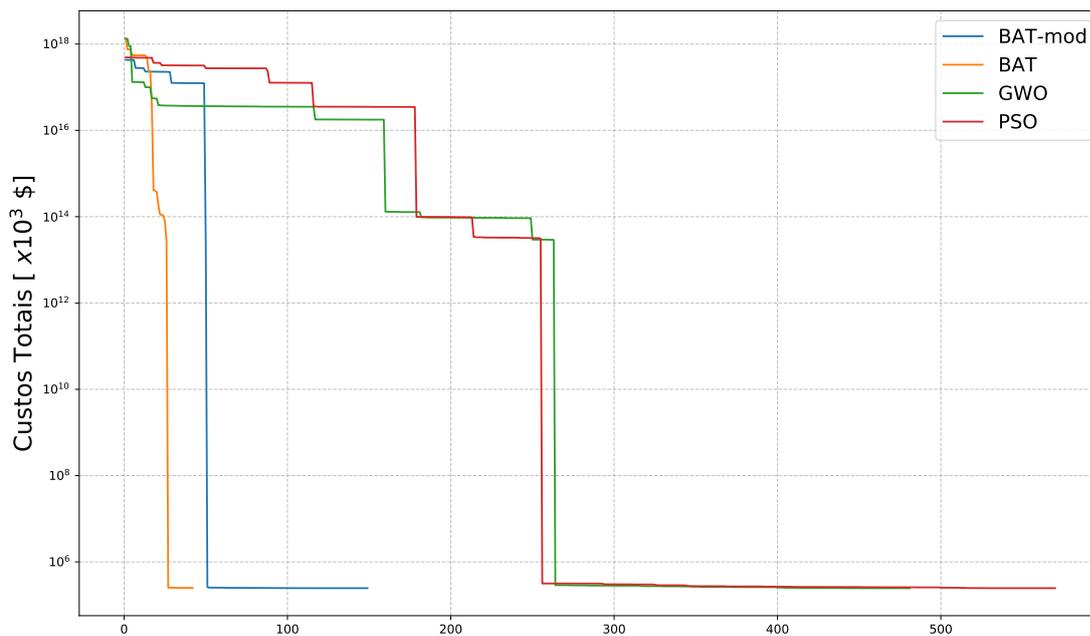
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 31 - Distribuição do tempo necessário para a otimização - caso 3 - sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 32 - Curva de convergência da otimização do sistema coletor - caso 3 - sistema tutorial.



Fonte: elaborado pelo autor.

## 6.2 ESTUDO DE CASO

Diante dos resultados apresentados e verificando o impacto que o ângulo e a velocidade média apresentam sobre a avaliação do parque, foi feita uma análise de dados históricos de vento da região Nordeste do Brasil, em um total de 674 pontos produtos do ERA5 [73], para uma possível instalação de um parque eólico *offshore*, devido ao grande potencial de geração presente nesse local. Os pontos são separados de 0,5 em 0,5° na latitude e longitude e cada ponto fornecido possui dados de velocidade média, frequência de ocorrência, parâmetros da distribuição de *Weibull* e o coeficiente de potência para cada um dos 12 setores de 30°.

Através dos 674 pontos dos dados de vento fornecidos, é possível fazer uma interpolação dos dados na região do parque, para cada ângulo de incidência. O método de interpolação utilizado foi o baseado em uma média ponderada pelo inverso quadrático das distâncias. A expressão 6.1 apresenta o cálculo da velocidade  $u_P$  em um determinado ponto P, considerando um conjunto de  $n$  pontos, em que cada ponto  $i$  de medição está localizado a uma distância  $d_i$  de P e possui uma velocidade média igual a  $u_i$ . Essa mesma expressão pode ser utilizada para a determinação, também, dos dados de frequência e essa estratégia foi a escolhida, uma vez que garante que a influência de cada ponto de medição atue de forma mais intensa em locais próximos a este.

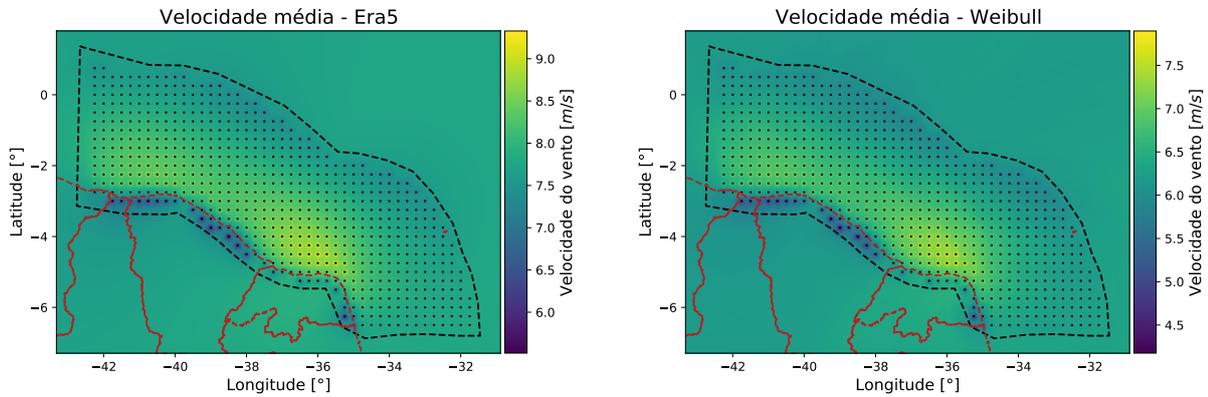
$$u_P = \frac{\frac{u_1}{d_1^2} + \frac{u_2}{d_2^2} + \dots + \frac{u_n}{d_n^2}}{\frac{1}{d_1^2} + \frac{1}{d_2^2} + \dots + \frac{1}{d_n^2}} \quad (6.1)$$

Uma vez que os dados do ERA5 fornecidos são para uma altitude de 100 m, uma correção deve ser aplicada através da fórmula de potência, mostrada pela Equação 6.2, em que  $u_{Pc}$  e  $h_p$  são, respectivamente, a velocidade e a altura da turbina, no ponto  $P$ , após a correção da altura e  $u_m$  e  $h_m$  são, respectivamente, a velocidade e a altura dos dados medidos. Além disso,  $\alpha_P$  representa o coeficiente de potência medido no ponto  $P$ . Esse coeficiente indica a estabilidade do ar, sendo que, quanto mais próximo de 0, maior a uniformidade do vento em relação à altura [72].

$$\frac{u_{Pc}}{u_m} = \left( \frac{h_p}{h_m} \right)^{\alpha_P} \quad (6.2)$$

A partir da velocidade média de cada setor, dos dados de frequência de ocorrência e da interpolação descrita, obteve-se um perfil de velocidade na região Nordeste, como mostrado no Gráfico 33, em que cada ponto preto representa um conjunto de dados. Além disso, a figura também mostra o perfil que é obtido considerando 1000 simulações utilizando a distribuição de *Weibull* de forma a verificar que a velocidade média fornecida pelo ERA5 reproduz bem o que seria obtido com a aplicação da distribuição.

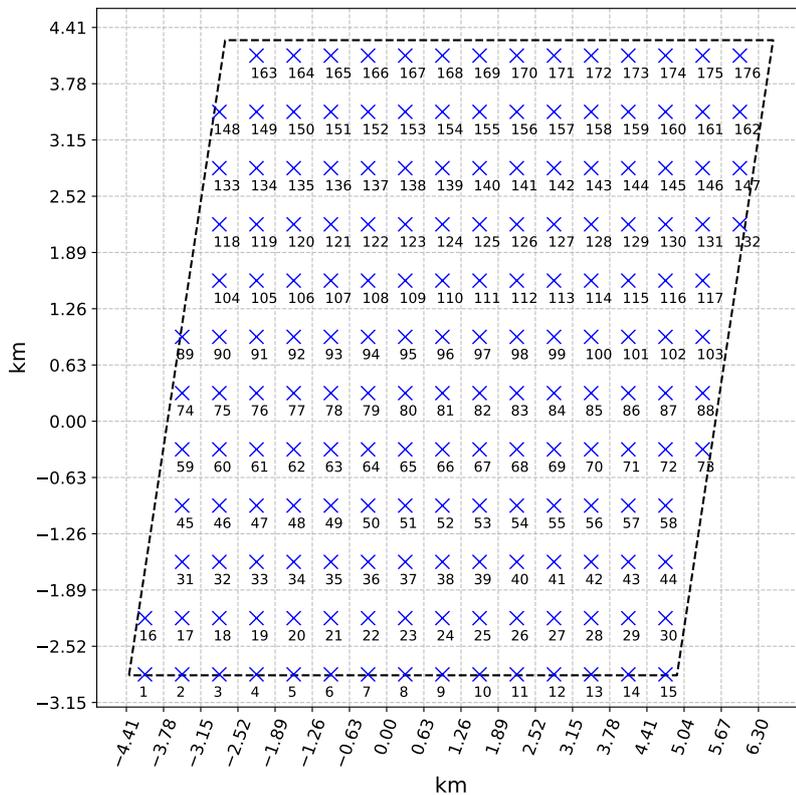
Gráfico 33 - Velocidade média na região Nordeste.



Fonte: elaborado pelo autor a partir de [73].

Para o estudo de caso que será apresentado, foi considerado um parque hipotético, cujo contorno e bits disponíveis são os mostrados no Gráfico 34, localizado próximo às coordenadas geográficas (36,5° O; 4,5° S). Esse ponto foi definido, com base no perfil observado no Gráfico 33.

Gráfico 34 - Bits disponíveis no parque - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

No entanto, deve-se destacar que a determinação do local para o parque deve considerar outros aspectos, como, por exemplo, a proximidade de um ponto viável de conexão ao sistema elétrico, as restrições espaciais para o local do parque e para o transporte da energia pelo sistema de exportação, os dados de batimetria e as restrições ambientais.

Também foi aplicada a interpolação descrita pela Equação 6.1 para identificar o perfil de velocidade em toda a região na qual o parque estaria instalado. Para realizar essa interpolação, é necessário identificar quantos e quais pontos serão considerados no processo. Como padrão, estão sendo utilizados os 9 pontos mais próximos, uma vez que no interior do parque já existe um ponto conhecido.

O Gráfico 35 mostra os perfis obtidos, para cada um dos 12 ângulos de incidência da velocidade, em que os eixos x e y são dados em km. No interior da região há a indicação da velocidade média daquele ponto de medição para a respectiva direção e, além disso, é possível verificar qual foi a variação de velocidade observada em toda a região do parque.

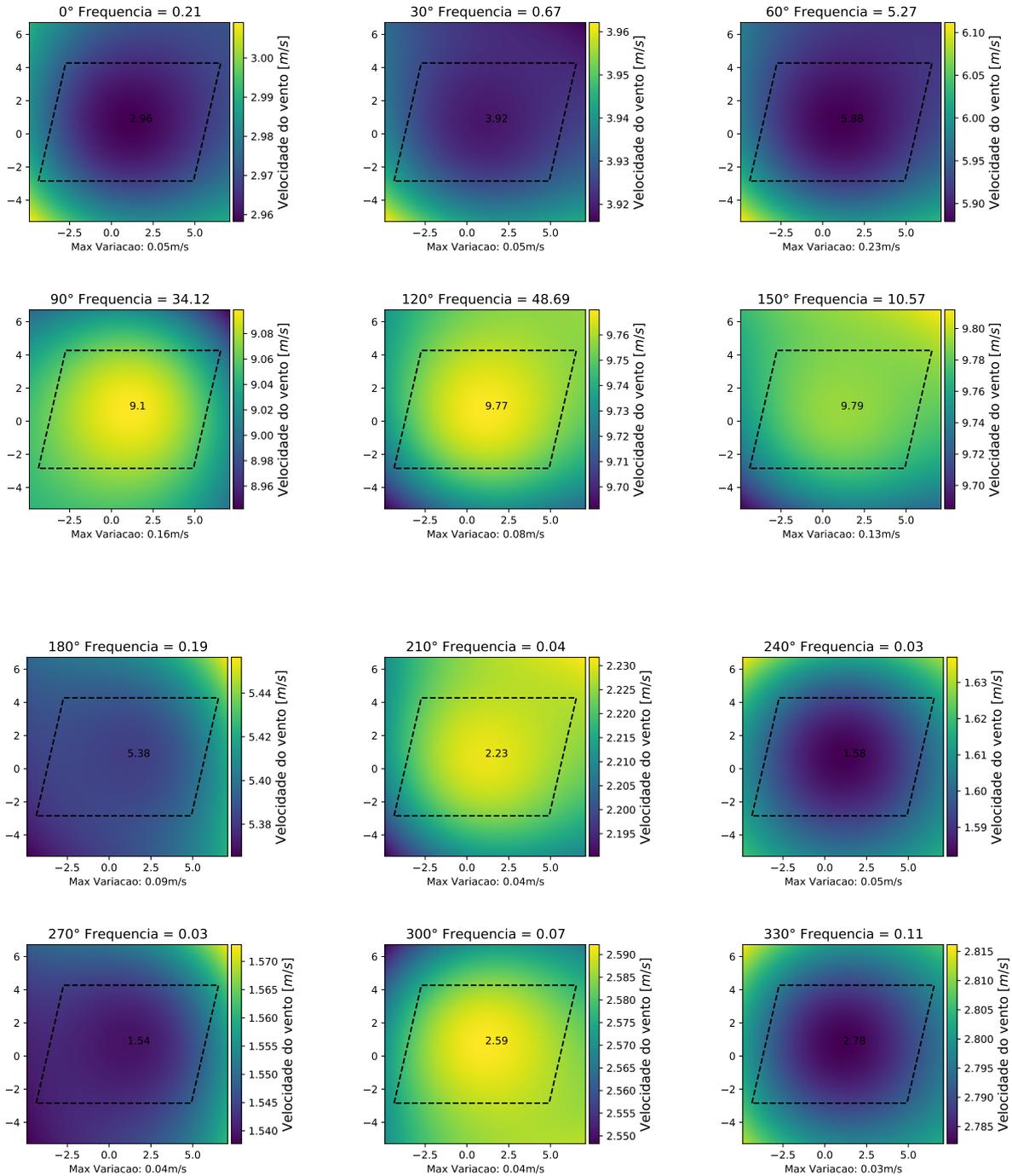
Como pode ser observado, a variação da velocidade na região é muito pequena, quando comparada aos valores calculados, principalmente, para os ângulos cuja frequência é considerável. Dessa forma, foi considerada uma velocidade incidente fixa para toda a região, em cada ângulo de incidência, para o processo de otimização. Ou seja, não serão consideradas diferentes velocidades incidindo em pontos distintos do parque.

Além desta simplificação não ser impactante para o processo, o *wake effect* não contempla análises considerando velocidades e ângulos de incidência diferentes para cada turbina. A contabilização da redução é feita considerando uma direção fixa e, após a contabilização total dos enfraquecimentos, a redução é aplicada à velocidade incidente no parque como um todo para, então, calcular a incidente em cada turbina.

Os dados de velocidade média, direção de incidência e frequência observada, que pode ser considerada a probabilidade de ocorrência, são apresentados na Tabela 23. Como os ângulos de 120, 90 e 150° representam quase 95% de todo o histórico observado, serão considerados apenas esses 3 no processo de otimização, aplicando uma normalização, considerando, assim, que correspondem 100% das ocorrências, uma vez que as demais direções apresentam baixa contribuição, tanto em frequência, quanto em velocidade. Além disso, serão utilizados os mesmos dados de turbina descritos no Capítulo 4 e os apresentados na Tabela 24.

Para a otimização do *layout*, foi mantido o objetivo de maximizar a geração média, considerando as frequências e velocidades incidentes no parque. Cada algoritmo foi executado 50 vezes e os dados de simulação utilizados são os mostrados na Tabela 25.

Gráfico 35 - Perfil de velocidade na região do parque - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor a partir de [73].

Tabela 23 – Dados de vento da região considerada.

Velocidade [m/s]	Ângulo [°]	Frequência [%]	$c_{WEIB}$	$k_{WEIB}$	$\alpha_p$
9,7513	120	47,51	10,69	5,11	0,0565
9,0560	90	36,69	10,01	4,35	0,0574
9,7745	150	10,53	10,58	7,33	0,0527
5,9321	60	3,99	6,62	3,85	0,0372
3,9271	30	0,62	4,44	2,85	0,0257
2,9714	0	0,20	3,33	2,40	0,0195
5,3939	180	0,18	5,81	1,75	0,0387
2,7935	330	0,11	3,21	2,00	0,0220
2,5823	300	0,07	2,89	1,68	0,0228
2,2222	210	0,04	2,50	1,67	0,0193
1,5459	270	0,03	1,75	1,82	0,0160
1,6002	240	0,03	1,88	1,81	0,0145

Tabela 24 – Dados necessários para a otimização do *layout* - estudo de caso.

Parâmetro	Valor
Número de Turbinas	60
Diâmetro do Rotor ( $D_R$ ) [m]	126
Potência Nominal [MW]	5
Coefficiente de Impulso ( $C_T$ )	0,88
Altura do Rotor ( $z$ ) [m]	90
Rugosidade do solo ( $z_0$ )	0,0002
Fator de decaimento ( $\alpha$ )	0,0384

Fonte: elaborado pelo autor.

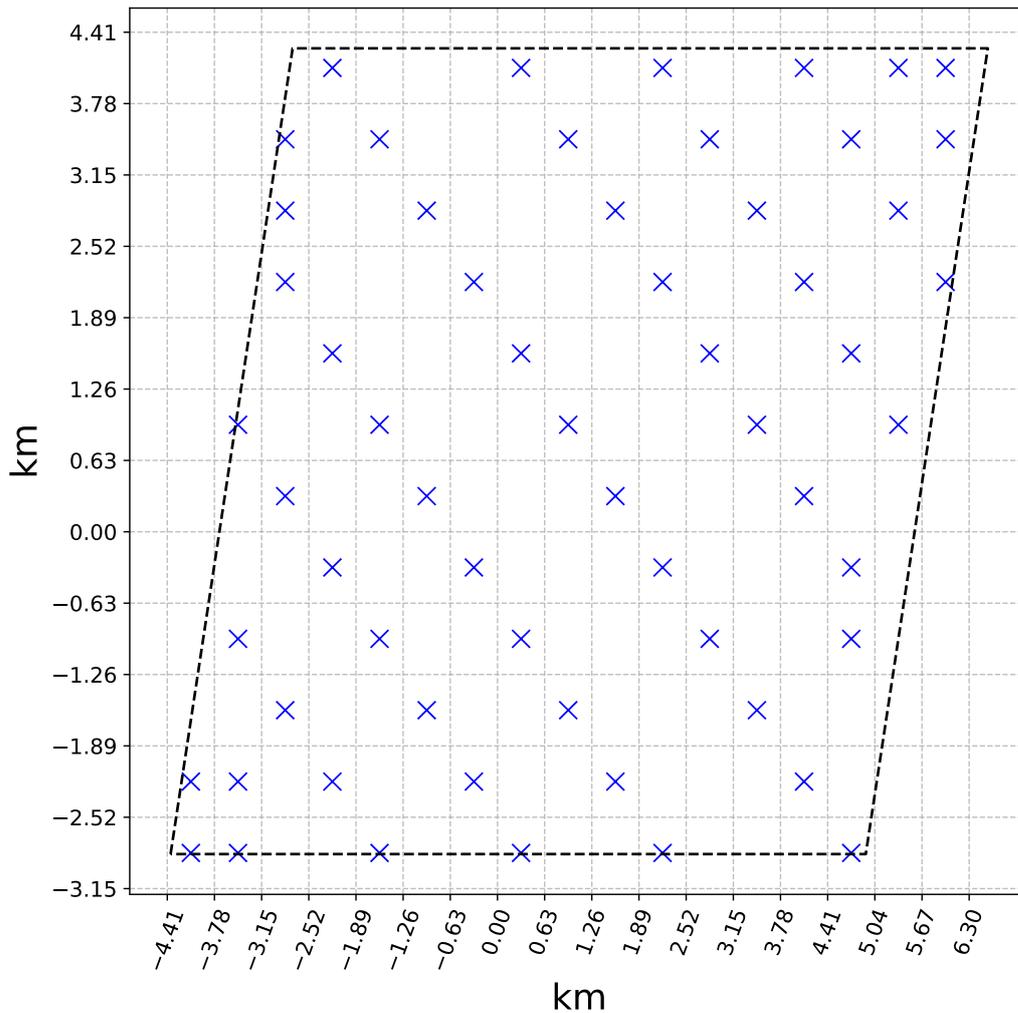
Tabela 25 – Parâmetros dos algoritmos de otimização - estudo de caso.

Parâmetro	Valor
População	60
Tempo Máximo [s]	3600
Número Máximo de Iterações	1000
Número máximo de estagnações	50

Fonte: elaborado pelo autor.

O Gráfico 36 apresenta o melhor *layout* obtido pelos algoritmos nas 200 simulações. O Gráfico 37 apresenta o *boxplot* da geração obtida pelos algoritmos em suas execuções. Os resultados mostram que todos os algoritmos apresentam um bom desempenho na obtenção de um *layout* para este caso. O algoritmo que obteve a melhor solução foi o BAT-mod.

Gráfico 36 - Melhor *layout* obtido - estudo de caso.

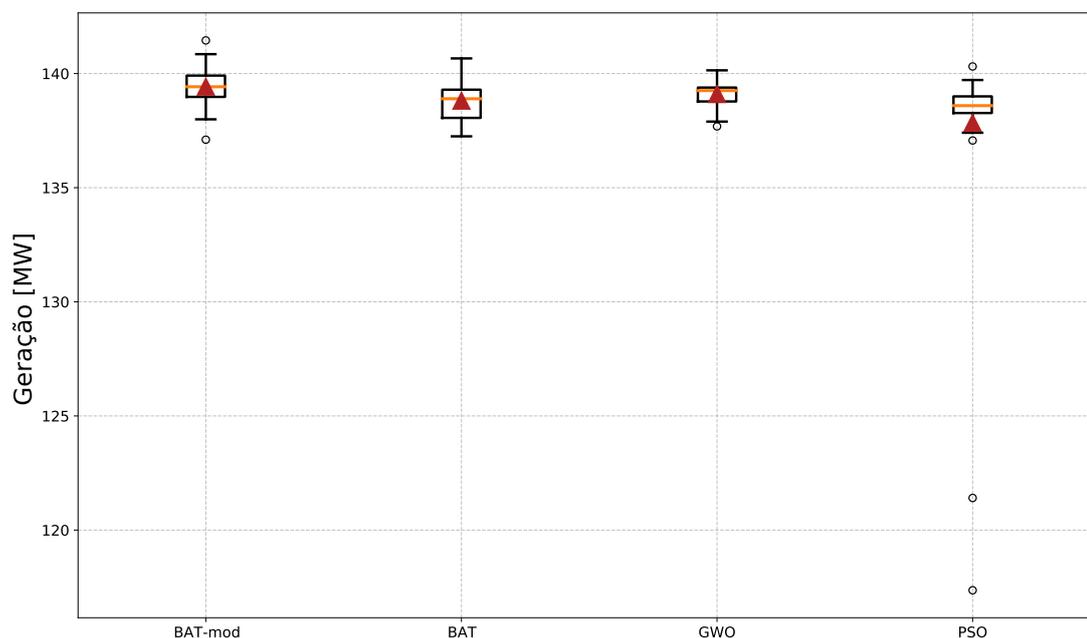


Fonte: elaborado pelo autor.

Na Tabela 26, são apresentados os dados estatísticos dos resultados obtidos por cada algoritmo, em que os dados em negrito representam os melhores obtidos entre as ferramentas. Pode-se observar que o BAT-mod também apresentou maior média e mediana, indicando que foi a ferramenta que apresentou o melhor desempenho no decorrer das 50 execuções.

Quando analisados sob o ponto de vista do tempo computacional de cada execução, o Gráfico 38 mostra que o BAT-mod foi a técnica que necessitou maior tempo para seu processo de otimização. Em contrapartida, o PSO foi a técnica que apresentou o menor tempo de simulação.

Gráfico 37 - Distribuição da geração obtida para cada algoritmo - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Dados estatísticos das gerações obtidas por cada algoritmo, em MW - estudo de caso.

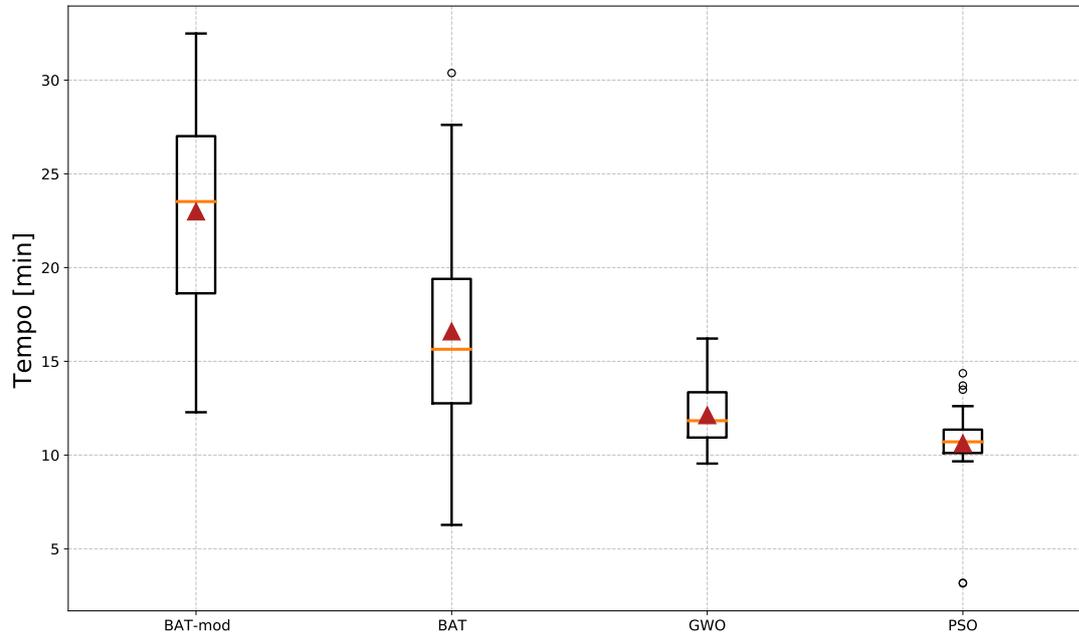
	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	<b>141,45</b>	140,66	140,14	140,31
Mínimo	137,10	137,25	<b>137,69</b>	117,36
Média	<b>139,43</b>	138,81	139,10	137,84
Mediana	<b>139,42</b>	138,90	139,25	138,59
Desvio	0,76	0,84	<b>0,55</b>	3,84

Fonte: elaborado pelo autor.

Para este caso, também foram analisadas as curvas de convergência em que pode-se observar a característica do BAT e BAT-mod na evolução da melhor solução, como mostra o Gráfico 39.

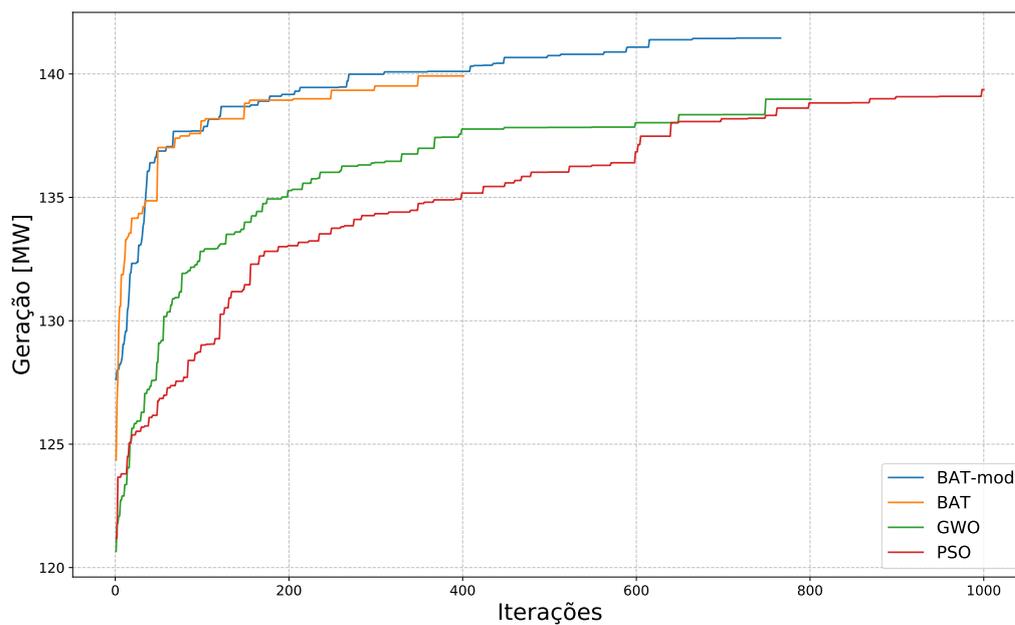
Foi feita, também, uma análise da geração desse parque considerando ventos incidentes em diferentes direções. Assim, a partir de ângulos variando de 0 a 360°, com discretização de 1°, foi obtida a curva do Gráfico 40, mantendo fixa a velocidade de 11,4 m/s. No Gráfico 40, é possível visualizar o perfil de velocidade dos ventos no parque e as esteiras causadas por cada turbina, para os 3 ângulos de incidência considerados na simulação.

Gráfico 38 - Distribuição do tempo computacional necessário para a otimização do *layout* - norte-sul.



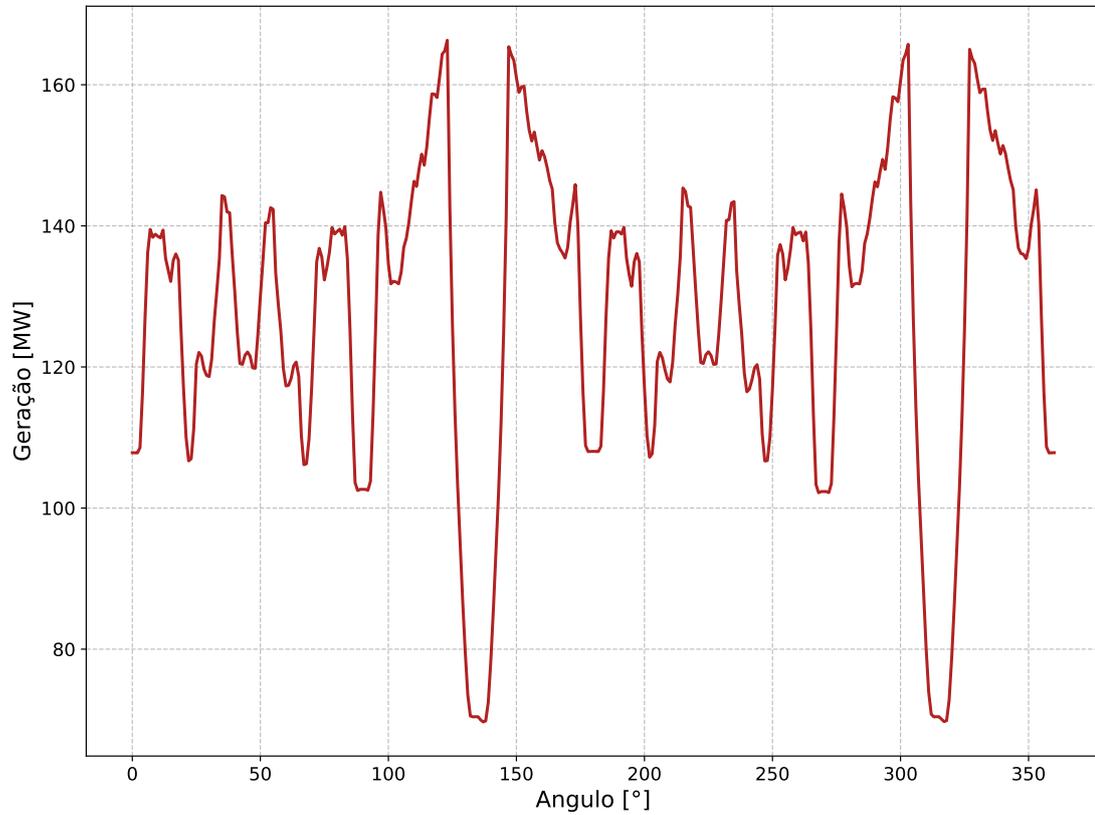
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 39 - Curva de convergência de cada algoritmo - norte-sul.

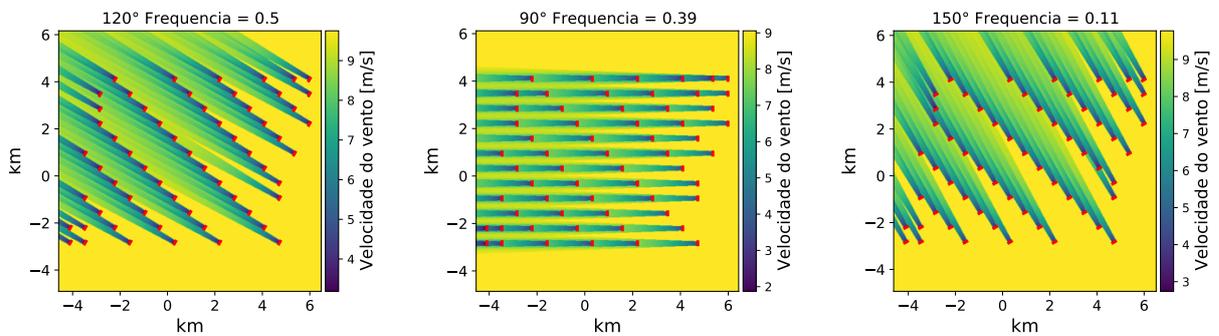


Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 40 - Curva de geração em função do ângulo de incidência - norte-sul.



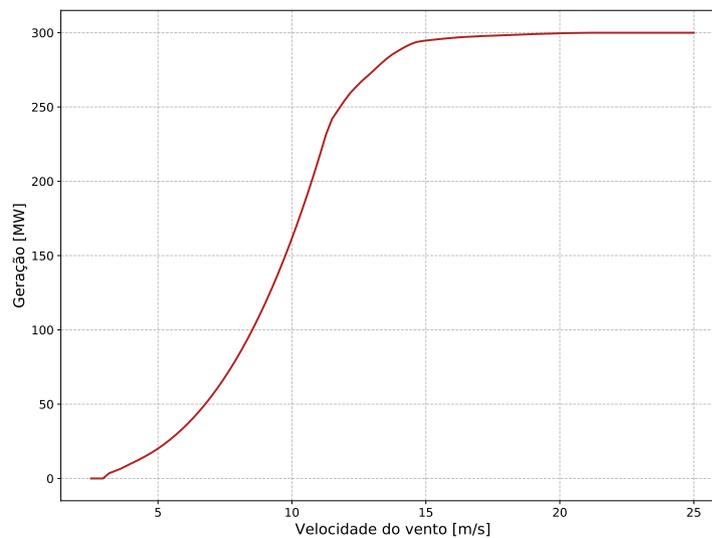
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 41 - Perfil de velocidade dos ventos para o *layout* obtido - norte-sul.

Fonte: elaborado pelo autor.

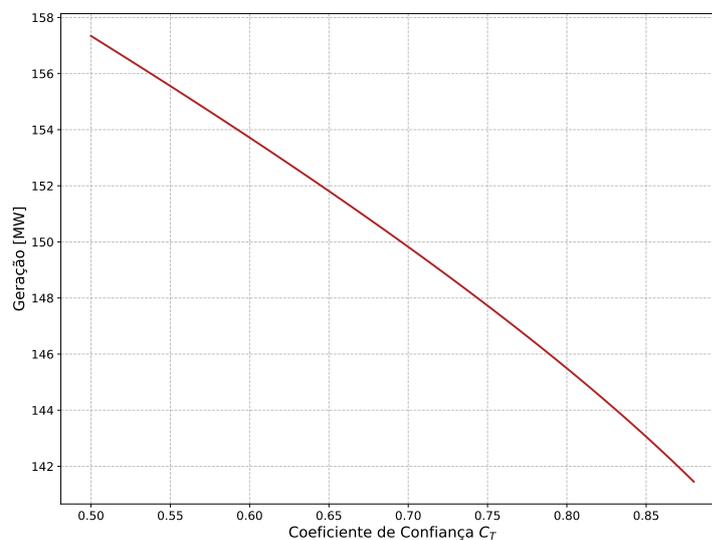
Por fim, foram feitas algumas análises complementares, avaliando o comportamento da geração do parque, em função da variação da velocidade incidente e de  $C_T$ , que influencia no cálculo das reduções causadas pelo *wake effect*. Foi feita a variação da velocidade de 2,5 a 25 m/s como mostra o Gráfico 42 e verifica-se que o parque atinge a geração máxima apenas quando a velocidade incidente é de 21,72 m/s, 85,75% acima da velocidade nominal. Já a curva de geração em função da variação de  $C_T$  é apresentada no Gráfico 43.

Gráfico 42 - Geração do parque em função da velocidade incidente - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 43 - Geração do parque em função de  $C_T$  - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Como pode ser observado, a potência diminui com o aumento de  $C_T$ , o que permite concluir que o valor de  $C_T = 0,88$  adotado neste caso, valor este obtido pelas relações de Betz, representa um estudo conservador sobre a potência total gerada pelo parque. Além disso, destaca-se que esse limite é obtido visando a um melhor aproveitamento da turbina na conversão de energia. Ainda que este seja adotado, verifica-se que a situação em que há um melhor aproveitamento de uma turbina impacta, diretamente, a produção daquela localizada à jusante, devido a um aumento do fator de indução axial  $a_{ind}$  justificando a menor extração de potência do parque quando considerado um coeficiente que aumenta o desempenho de uma turbina de forma isolada.

Diante dos resultados apresentados no sistema tutorial, verificou-se que a abordagem em que busca-se a minimização dos custos totais na otimização da rede interna do parque obtém um sistema que apresenta um equilíbrio entre os custos com perdas e com cabos, de forma a otimizar o sistema sob ambos os pontos de análise.

Por isso, neste estudo de caso, será considerado apenas o objetivo de minimizar os custos totais. Para isso, todos os algoritmos foram executados 50 vezes e os parâmetros de simulação considerados são os da Tabela 27. Os critérios de parada adotados para a otimização, bem como o tamanho da população, são apresentados na Tabela 28. A subestação, novamente, foi mantida na posição (0,0), por ser uma região mais central do parque, mas ao final do processo de otimização, será feita uma análise do impacto da posição da SE na configuração do sistema coletor obtido.

Tabela 27 – Dados adicionais para a otimização do sistema coletor - estudo de caso.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Quantidade de SE	1	Vida útil	25 anos
Posição da SE	(0, 0)	Tensão da SE [pu]	0,95
Preço Energia [\$/MWh]	76	Distância mínima entre aerogerador e conexão	50 m
TMA [%]	20 a.a.		

Fonte: elaborado pelo autor.

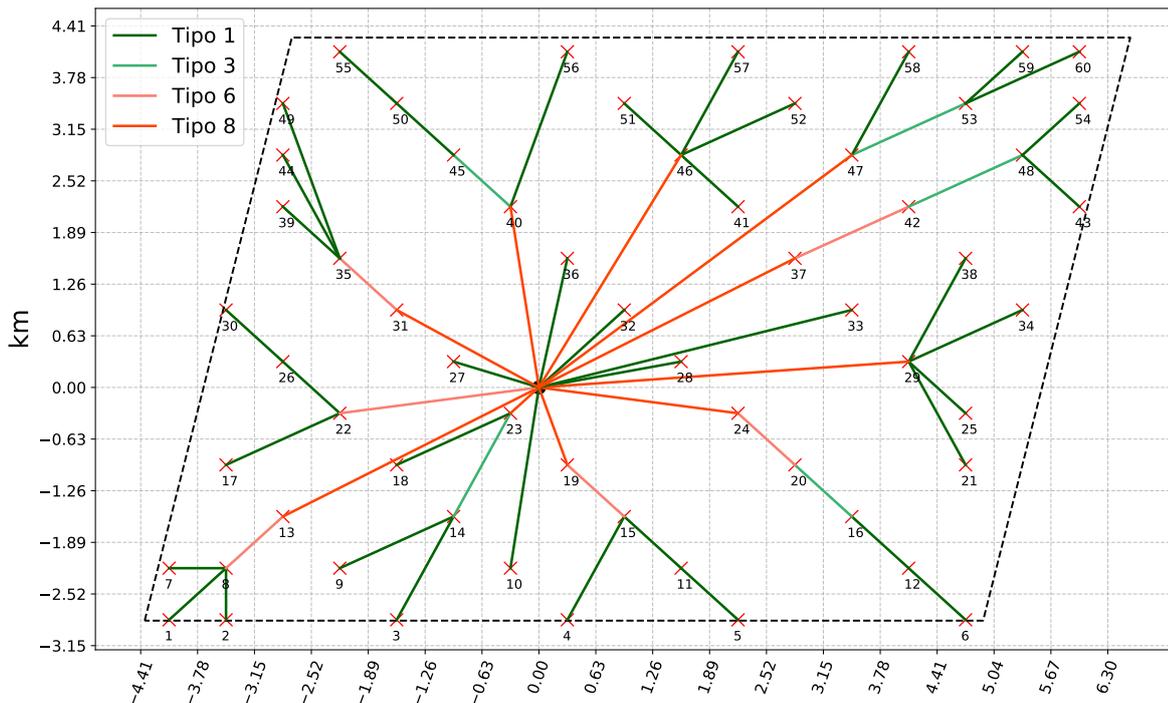
Tabela 28 – Parâmetros dos algoritmos de otimização do sistema coletor - estudo de caso.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Tempo Máximo [s]	3600
População	120
Número Máximo de estagnações	40
Número máximo de Iterações	900

Fonte: elaborado pelo autor.

A melhor configuração obtida visando à redução das perdas elétricas, juntamente com o custo com cabos do da rede interna é a mostrada no Gráfico 44, em que as posições dos aerogeradores são as definidas na otimização do *layout* já apresentada. Os dados referentes a esse sistema são apresentados na Tabela 29.

Gráfico 44 - Melhor roteamento obtido - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Os resultados demonstram que esse sistema com 60 turbinas necessitou de cerca de 88 km de cabos e perdas elétricas de cerca de 3,3 MW, equivalente a 1,1% da capacidade instalada. O Gráfico 45 apresenta o *boxplots* dos custos obtidos por cada algoritmo ao longo das 50 execuções. De forma a complementar essa análise estatística, a Tabela 30 apresenta os dados dos custos obtidos por cada técnica ao longo das execuções. Os dados apresentados demonstram que o PSO foi a ferramenta que apresentou o melhor desempenho ao longo das execuções, mas o BAT-mod obteve a melhor solução, além de ter apresentado resultados de média, mediana e desvio próximos daqueles obtidos pelo PSO.

A distribuição do tempo computacional também foi analisado para cada algoritmo, como apresentam os *boxplots* do Gráfico 46. Novamente, verifica-se que GWO e o PSO demandaram maior tempo computacional para a otimização, embora o PSO tenha apresentado um desempenho superior ao dos demais nessa simulação.

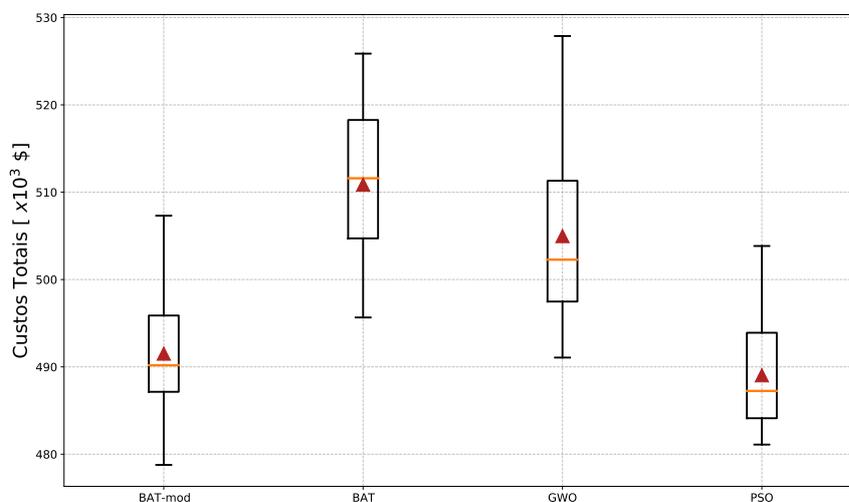
O Gráfico 47 apresenta a curva de convergência do processo iterativo de cada algoritmo na execução em que obteve a melhor solução.

Tabela 29 – Dados do sistema coletor otimizado - estudo de caso.

Algoritmo	BAT-mod
Tempo [s]	1163,91
Iterações	173
FOB	478.773,68
Perdas CC [MW]	3,363
Perdas CA [MW]	3,289
Custo com Perdas [\$]	179.962,43
Custo com cabos [\$]	298.811,25
Dados das Subestações	
Potência Complexa [MVA]	297,569
Potência Ativa [MW]	296,711
Potência Reativa [MVar]	22,576
Comp. de cabos [km]	
Cabo 1	49,177
Cabo 3	6,008
Cabo 6	7,200
Cabo 8	26,047

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 45 - Distribuição dos custos totais obtidos - estudo de caso.



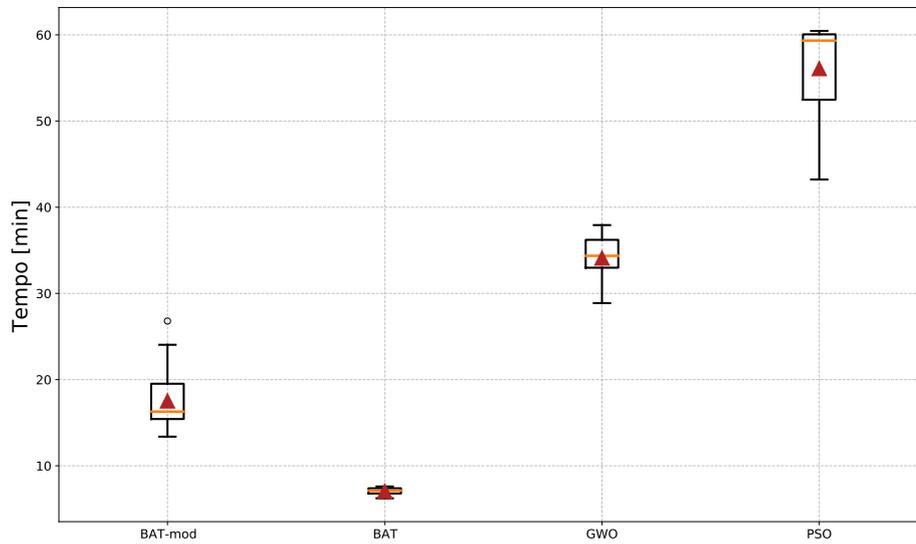
Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 30 – Dados estatísticos dos custos totais obtidos, em \$ - estudo de caso.

	BAT-mod	BAT	GWO	PSO
Máximo	507.310,36	525.868,86	527.882,50	<b>503.840,92</b>
Mínimo	<b>478.773,68</b>	495.657,62	491.064,47	481.099,85
Média	491.519,20	510.875,49	504.981,48	<b>489.038,96</b>
Mediana	490.186,40	511.597,45	502.274,98	<b>487.243,74</b>
Desvio	5.872,49	8.390,03	11.054,13	<b>5.654,36</b>

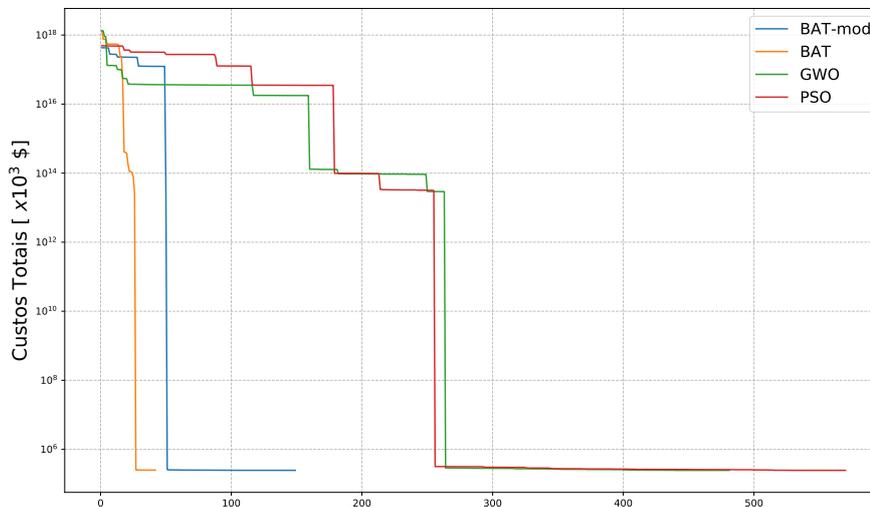
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 46 - Distribuição do tempo necessário para a otimização - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

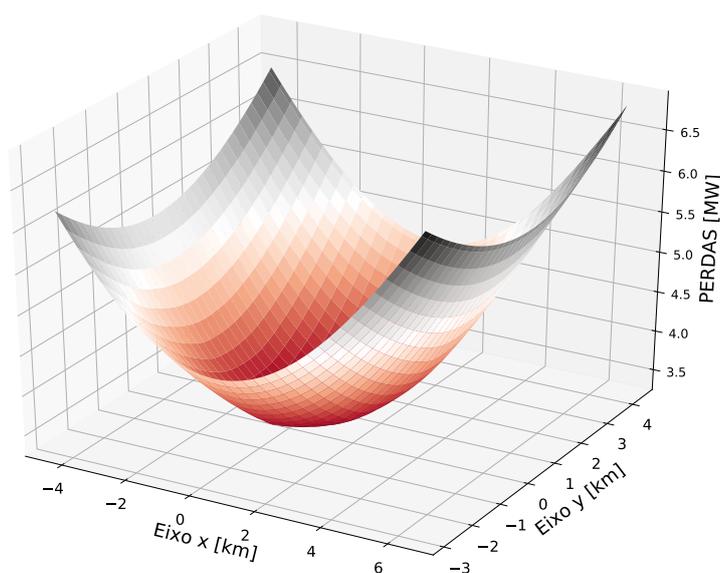
Gráfico 47 - Curva de convergência da otimização do sistema coletor - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Conforme já mencionado, a posição da SE foi mantida em (0,0) por ser um ponto central e que facilita o processo de construção da rede coletora. Com base no *layout* e rede interna já definidos, foi feita uma análise de sensibilidade, variando-se a posição da SE, com a finalidade de identificar o comportamento das perdas, dos custos com cabos e dos custos totais. Os Gráficos 48 a 50 mostram os resultados obtidos.

Gráfico 48 - Variação das perdas elétricas em função da posição da SE - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

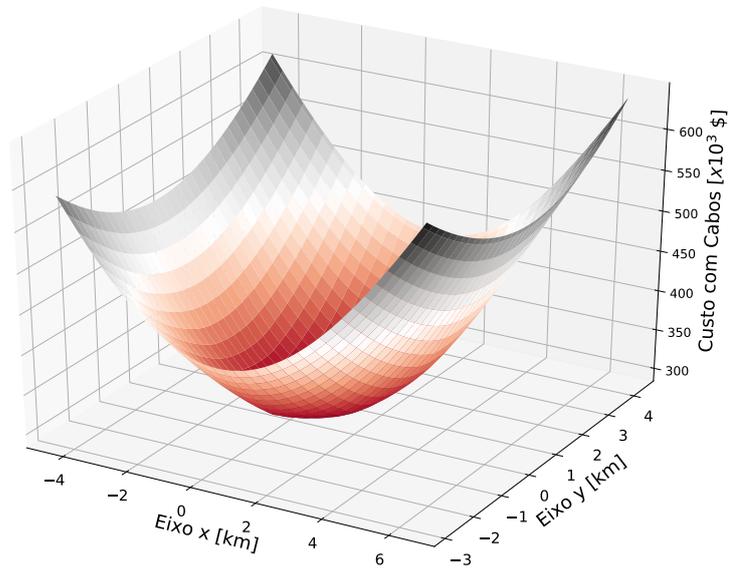
Como pode ser observado, quando mais central estiver a SE, menores tendem ser as perdas e os custos. A Tabela 31 mostra os dados do sistema considerando a SE em sua posição original e nos três pontos em que são obtidos os menores valores de perdas, custos com cabos e custos totais.

Tabela 31 – Dados do sistema ao variar a posição da SE - estudo de caso.

Posição da SE [km]	$Perdas_{CA}$ [MW]	Custos com Perdas [\$]	Custos com Cabos [\$]	Custos Totais [\$]
(0;0)	3,363	179.962,43	298.811,25	478.773,68
(0,55;0,57)	3,315	<b>177.500,12</b>	291.036,76	468.536,88
(0,76;0,64)	3,317	177.607,17	<b>290.797,72</b>	468.401,89
(0,65;0,64)	3,315	177.515,81	290.821,13	<b>468.336,95</b>

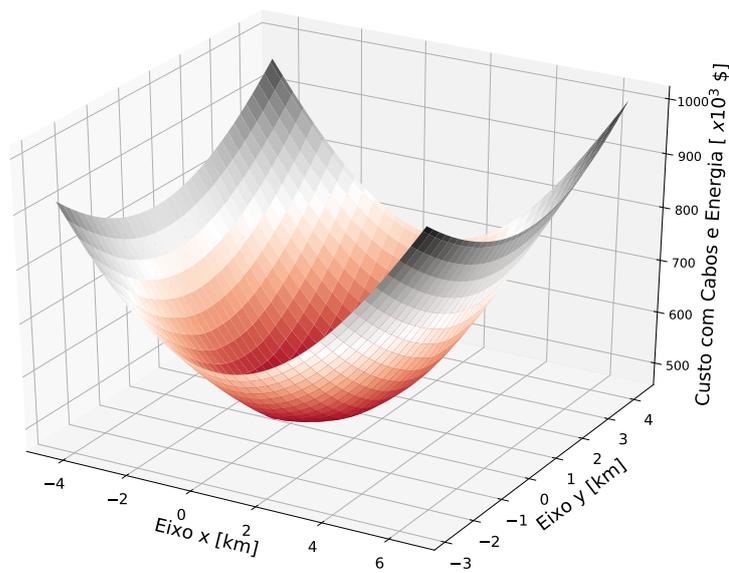
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 49 - Variação dos custos com cabos em função da posição da SE - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 50 - Variação dos custos totais em função da posição da SE - estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

### 6.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Com relação ao problema de otimização do *layout*, verifica-se uma forte dependência da configuração obtida em relação à direção do vento incidente. Além disso, as formulações apresentadas permitem inferir que, quando a velocidade incidente sobre o parque é inferior à nominal, as velocidades incidentes sobre a turbina irão gerar uma potência que pertence à região cúbica da curva, representando, assim, um comportamento de crescimento monótono da potência em relação à velocidade. Assim, nessa situação, verifica-se que a maximização da potência também pode ser interpretada pela minimização do *wake effect*. Caso a velocidade fosse superior à nominal, algumas turbinas estariam operando em capacidade máxima, mesmo com a redução devido ao efeito esteira, permitindo, assim, uma maior variabilidade da posição das turbinas.

As simulações obtidas na resolução desse problema, para o caso tutorial com ângulo de incidência da direção norte sul, obtiveram uma geração máxima de 123,438 MW, equivalente a 61,74 % da capacidade total instalada, enquanto que o caso tutorial, com 12 diferentes ângulos de incidência de mesma probabilidade, apresentou uma geração máxima de 155,514 MW. Em ambas as simulações, foi considerada a velocidade incidente igual a 11,4 m/s, equivalente à velocidade nominal da turbina, de forma que toda a perda de produção seja causada, exclusivamente, pelo *wake effect*.

Com isso verifica-se que a inclusão de vários cenários de vento, como ocorre de fato na prática, leva a um aumento da potência média gerada pelo parque, evidenciando, novamente, o impacto que o ângulo de incidência possui sobre a produção e determinação do *layout*.

No estudo de caso, foi considerado um parque no formato de paralelogramo para a instalação de 60 turbinas e foram considerados dados históricos para a otimização. A produção média desse parque, considerando os 3 ângulos de incidência mais frequentes, juntamente com suas velocidades médias, foi de 141,45 MW, equivalente a 47,15% da capacidade instalada. Considerando os dados de velocidade e frequência, verifica-se que, dos 52,85% perdidos, 42,18% são referentes à velocidade ser inferior à nominal. Ou seja, o *wake effect*, após a otimização, é de 10,66%, número este que representa um grande ganho, quando comparado com o caso norte sul, do sistema tutorial, em que o efeito levava a uma redução de 38,26%.

Com relação à otimização do sistema coletor, o sistema tutorial permitiu observar que as técnicas também conseguem obter soluções viáveis para a rede do parque e que estão em de acordo com os seus objetivos. Assim, obteve-se uma perda elétrica reduzida no caso 1 e custos com cabos reduzidos no caso 2. No entanto, a minimização das perdas gera um aumento do custo com cabos, enquanto verifica-se um aumento das perdas ao tentar minimizar esse custo. De forma a contornar esse comportamento, foi feita também uma simulação buscando minimizar os custos totais. Assim, o resultado obtido eleva as

perdas em relação às do caso 1, eleva os custos em relação aos do caso 2, mas, do ponto de vista global, obtém-se reduzido valor para custo total.

Assim, esta última minimização foi aplicada para o estudo de caso e verificou-se que as ferramentas conseguiram obter uma solução adequada para o problema e que satisfaz às condições impostas. Por fim, foi feita uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto sofridos pelas perdas e custos, com a variação da posição da SE, visto que foi mantida fixa ao longo de todo o processo de otimização. Os resultados obtidos demonstram que a posição da SE também deve ser um ponto a ser avaliado na etapa de planejamento, pois pode levar a reduções tanto das perdas, quanto dos custos com cabos.

## 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

No presente trabalho, foram abordadas estratégias de otimização do *layout* e do sistema coletor de parques eólicos *offshore*. Devido às restrições que esses problemas apresentam, foram desenvolvidas algumas estratégias de refinamento de soluções para permitir uma maior possibilidade de obtenção de soluções viáveis por métodos de otimização bio-inspirado.

Os métodos investigados foram o GWO, o PSO, o BAT-Algorithm e uma versão modificada deste último (BAT-mod). As simulações desenvolvidas permitiram verificar que as estratégias de refinamento foram suficientes para permitir a obtenção de soluções que estivessem de acordo com as restrições impostas.

Além disso, verificou-se que as modificações aplicadas na versão do BAT fizeram com que houvesse um aprimoramento em sua eficiência na solução do problema, uma vez que, quando comparadas as suas soluções com as obtidas pelas demais ferramentas, o BAT-mod apresentou ótimos resultados em termos de média, mediana e desvios.

Também foi analisado o tempo computacional requisitado por cada um desses algoritmos para o processo de otimização. Foi verificado que, para o problema do *layout*, o GWO e o PSO necessitam de um menor tempo para a resolução, enquanto que, no problema da otimização do sistema coletor, essa situação se inverte. No entanto, é importante ressaltar que, uma vez que a resolução desses problemas envolvem uma etapa de planejamento que não exige rápidas decisões, o tempo computacional não deve ser um fator determinante para a definição do melhor algoritmo.

Diante das análises que foram apresentadas neste trabalho, verifica-se que ainda há diversos aspectos para se investigar e que se enquadram em trabalhos futuro. Do ponto de vista da otimização do *layout*, destaca-se a investigação do comportamento da geração em função da distância mínima entre aerogeradores. Além disso, a formulação contínua das variáveis, permitindo maior liberdade aos aerogeradores, pode ser uma alternativa que aprimore a avaliação do parque. A consideração de regiões de restrição também é uma possibilidade estudo, impedindo que aerogeradores sejam alocados em determinadas posições. Com relação ao *wake effect*, diversos estudos vem aprimorando sua modelagem original e modelando o comportamento através de outras formulações. Assim, a comparação entre esses diversos modelos e a inclusão de diferentes turbinas no parque também podem ser objetos de estudos futuramente.

Com relação à otimização do problema do sistema coletor, pode ser adicionado às análises aqui presentes, a maximização da confiabilidade do parque, em que busca-se uma rede coletora confiável e que consiga manter o máximo de geração possível em caso de falha em conexões ou unidades geradoras. Além disso, ainda podem ser analisadas novas estratégias para o refinamento da solução e outras topologias de conexões, como a rede

em anel, por exemplo.

Por fim, verifica-se que o problema da otimização do roteamento é fortemente influenciado pela disposição das turbinas e da subestação. Diante disso, tem-se, também, como trabalhos futuros, a otimização de ambos os problemas de forma integrada, a fim de se obter soluções que representem um ponto ótimo sob ambos os aspectos.

## REFERÊNCIAS

- [1] RITCHIE, H.; ROSER, M. **Energy**. Our World in Data, 2014. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy>. Acesso em 08-06-2020.
- [2] EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em 08-06-2020
- [3] GWEC. **Global Wind Report**. Global Wind Energy Council, 2019. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>
- [4] IRENA. **Country Rankings**. International Renewable Energy Agency, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>
- [5] ABEEólica. **Energia Eólica - Os bons ventos do Brasil - Infovento 15**. Associação Brasileira de Energia Eólica, 15 de março de 2020. Disponível em: [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/04/Infovento-15\\_PT.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/04/Infovento-15_PT.pdf). Acesso em 08-06-2020.
- [6] JENSEN, Niels Otto. **A note on wind generator interaction**. Risø National Laboratory, 1983.
- [7] SÁ, Franciene Izis Pacheco de et al. **Efeito da esteira de aerogeradores sobre a produção do parque eólico de Beberibe**. 2015.
- [8] PEREIRA, Maurício Vieira da Rocha. **Impacto da altura de aerogeradores sobre a velocidade do vento, energia, efeito de esteira e intensidade de turbulência: Estudos de caso em três projetos eólicos localizados no Brasil**. 2016.
- [9] LARSEN, Gunner Chr. **A simple wake calculation procedure**. Risø National Laboratory, 1988, 58p.
- [10] SRIKAKULAPU, Ramu; VINATHA, U. **Combined approach based on ACO with MTSP for optimal internal electrical system design of large offshore wind farm**. In: 2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC). IEEE, 2018b . p. 1-6.
- [11] WANG, Longyan et al. **A computationally-efficient layout optimization method for real wind farms considering altitude variations**. *Energy*, v. 132, p. 147-159, 2017.
- [12] SHAKOOR, Rabia et al. **The modelling of wind farm layout optimization for the reduction of wake losses**. *Indian Journal of Science and Technology*, v. 8, n. 17, p. 69817, 2015.
- [13] ULKU, I.; ALABAS-USLU, C. **A new mathematical programming approach to wind farm layout problem under multiple wake effects**. *Renewable Energy*, v. 136, p. 1190-1201, 2019.

- [14] PILLAI, Ajit C. et al. **Application of an offshore wind farm layout optimization methodology at Middelgrunden wind farm.** Ocean Engineering, v. 139, p. 287-297, 2017.
- [15] ZERGANE, Saïd; SMAILI, Arezki; MASSON, Christian. **Optimization of wind turbine placement in a wind farm using a new pseudo-random number generation method.** Renewable Energy, v. 125, p. 166-171, 2018.
- [16] WILSON, Dennis et al. **Evolutionary computation for wind farm layout optimization.** Renewable Energy, v. 126, p. 681-691, 2018.
- [17] MITTAL, Prateek; MITRA, Kishalay. **In search of flexible and robust wind farm layouts considering wind state uncertainty.** Journal of Cleaner Production, v. 248, p. 119195, 2020.
- [18] YANG, Kyoungboo et al. **Wind farm layout optimization for wake effect uniformity.** Energy, v. 183, p. 983-995, 2019.
- [19] SUN, Haiying; YANG, Hongxing; GAO, Xiaoxia. **Investigation into spacing restriction and layout optimization of wind farm with multiple types of wind turbines.** Energy, v. 168, p. 637-650, 2019.
- [20] JU, Xinglong; LIU, Feng. **Wind farm layout optimization using self-informed genetic algorithm with information guided exploitation.** Applied Energy, v. 248, p. 429-445, 2019.
- [21] JIN, Rongsen et al. **Cable routing optimization for offshore wind power plants via wind scenarios considering power loss cost model.** Applied Energy, v. 254, p. 113719, 2019.
- [22] WANG, Longyan et al. **Comparative study of discretization method and Monte Carlo method for wind farm layout optimization under Weibull distribution.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 180, p. 148-155, 2018.
- [23] WANG, Longyan et al. **Optimizing wind farm layout by addressing energy-variance trade-off: A single-objective optimization approach.** Energy, v. 189, p. 116149, 2019.
- [24] CHANGSHUI, Zhang; GUANGDONG, Hou; JUN, Wang. **A fast algorithm based on the submodular property for optimization of wind turbine positioning.** Renewable energy, v. 36, n. 11, p. 2951-2958, 2011.
- [25] YANG, Qingshan; HU, Jianxiao; LAW, Siu-seong. **Optimization of wind farm layout with modified genetic algorithm based on boolean code.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 181, p. 61-68, 2018.
- [26] POOKPUNT, Sittichoke; ONGSAKUL, Weerakorn. **Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients.** Renewable energy, v. 55, p. 266-276, 2013.
- [27] KUSIAK, Andrew; SONG, Zhe. **Design of wind farm layout for maximum wind energy capture.** Renewable energy, v. 35, n. 3, p. 685-694, 2010.

- [28] GONZÁLEZ, Javier Serrano et al. Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm. *Renewable energy*, v. 35, n. 8, p. 1671-1681, 2010.
- [29] HOU, Peng et al. **Optimization of offshore wind farm layout in restricted zones**. *Energy*, v. 113, p. 487-496, 2016.
- [30] YANG, Hejun et al. **Wind farm layout optimization and its application to power system reliability analysis**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, p. 2135-2143, 2015.
- [31] TAO, Siyu et al. **Wind farm layout optimization with a three-dimensional Gaussian wake model**. *Renewable Energy*, 2020.
- [32] ANTONINI, Enrico GA; ROMERO, David A.; AMON, Cristina H. **Continuous adjoint formulation for wind farm layout optimization: A 2D implementation**. *Applied Energy*, v. 228, p. 2333-2345, 2018.
- [33] FISCHETTI, Martina; PISINGER, David. **Optimizing wind farm cable routing considering power losses**. *European Journal of Operational Research*, v. 270, n. 3, p. 917-930, 2018.
- [34] DUTTA, S.; OVERBYE, Thomas J. **A clustering based wind farm collector system cable layout design**. In: 2011 IEEE Power and Energy Conference at Illinois. IEEE, 2011. p. 1-6.
- [35] EL MOKHI, Chakib; ADDAIM, Adnane. **Optimal Substation Location Of A Wind Farm Using Different Metaheuristic Algorithms**. In: 2020 IEEE 6th International Conference on Optimization and Applications (ICOA). IEEE, 2020. p. 1-6.
- [36] WU, Yuan-Kang et al. **Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by AI technology**. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 3, p. 2071-2080, 2013.
- [37] WU, Yan et al. **A design methodology for wind farm layout considering cable routing and economic benefit based on genetic algorithm and GeoSteiner**. *Renewable Energy*, v. 146, p. 687-698, 2020.
- [38] AMARAL, Luís; CASTRO, Rui. **Offshore wind farm layout optimization regarding wake effects and electrical losses**. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 60, p. 26-34, 2017.
- [39] DAHMANI, Ouahid et al. **Optimization of the internal grid of an offshore wind farm using Genetic Algorithm**. In: 2013 IEEE Grenoble Conference. IEEE, 2013. p. 1-6.
- [40] SRIKAKULAPU, Ramu; VINATHA, U. **Optimized design of collector topology for offshore wind farm based on ant colony optimization with multiple travelling salesman problem**. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 6, n. 6, p. 1181-1192, 2018a.

- [41] HOU, Peng; HU, Weihao; CHEN, Zhe. **Optimisation for offshore wind farm cable connection layout using adaptive particle swarm optimisation minimum spanning tree method.** IET Renewable Power Generation, v. 10, n. 5, p. 694-702, 2016.
- [42] BRAZ, Helon DM et al. **Planejamento da rede coletora de um parque de geração eólica usando algoritmos genéticos.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, UFCG, Brasil, p. 17-19, 2006.
- [43] LING-LING, Huang et al. **Optimization of large-scale offshore wind farm electrical collection systems based on improved FCM.** 2012.
- [44] DUTTA, Sudipta; OVERBYE, Thomas J. **Optimal wind farm collector system topology design considering total trenching length.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 3, n. 3, p. 339-348, 2012.
- [45] CHEN, Yingying et al. **A novel technique for the optimal design of offshore wind farm electrical layout.** Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, v. 1, n. 3, p. 254-259, 2013.
- [46] CHEN, Yingying et al. **Collector system layout optimization framework for large-scale offshore wind farms.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 7, n. 4, p. 1398-1407, 2016.
- [47] WĘDZIK, Andrzej; SIEWIERSKI, Tomasz; SZYPOWSKI, Michał. **A new method for simultaneous optimizing of wind farm's network layout and cable cross-sections by MILP optimization.** Applied Energy, v. 182, p. 525-538, 2016.
- [48] WANG, Long et al. **An optimization method based on random fork tree coding for the electrical networks of offshore wind farms.** Renewable Energy, v. 147, p. 1340-1351, 2020.
- [49] GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. **Optimal offshore wind farms' collector design based on the multiple travelling salesman problem and genetic algorithm.** In: 2013 IEEE Grenoble Conference. IEEE, 2013. p. 1-6.
- [50] JENKINS, A. M.; SCUTARIU, M.; SMITH, K. S. **Offshore wind farm inter-array cable layout.** In: 2013 IEEE Grenoble Conference. IEEE, 2013. p. 1-6.
- [51] SRIKAKULAPU, Ramu; VINATHA, U. **Optimal design of collector topology for offshore wind farm based on ant colony optimization approach.** In: 2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). IEEE, 2016. p. 1-6.
- [52] GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. et al. **Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach.** IEEE Systems Journal, v. 6, n. 1, p. 164-172, 2011.
- [53] MOON, Won-Sik et al. **Grid optimization for offshore wind farm layout and substation location.** In: 2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific). IEEE, 2014. p. 1-6.

- [54] GAO, Xiaoxia et al. **Wind turbine layout optimization using multi-population genetic algorithm and a case study in Hong Kong offshore.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 139, p. 89-99, 2015.
- [55] LI, Junxian et al. **A Hybrid Cable Connection Structure for Wind Farms With Reliability Consideration.** Ieee Access, v. 7, p. 144398-144407, 2019.
- [56] YANG, Xin-She. **A new metaheuristic bat-inspired algorithm.** In: Nature inspired cooperative strategies for optimization (NICSO 2010). Springer, Berlin, Heidelberg, 2010. p. 65-74.
- [57] KENNEDY, James; EBERHART, Russell. **Particle swarm optimization.** In: Proceedings of ICNN'95-International Conference on Neural Networks. IEEE, 1995. p. 1942-1948.
- [58] MIRJALILI, Seyedali; MIRJALILI, Seyed Mohammad; LEWIS, Andrew. **Grey wolf optimizer.** Advances in engineering software, v. 69, p. 46-61, 2014.
- [59] CALAFIORE, Giuseppe C.; EL GHAOU, Laurent. **Optimization models.** Cambridge university press, 2014.
- [60] NERI, Ferrante; COTTA, Carlos. Memetic algorithms and memetic computing optimization: A literature review. Swarm and Evolutionary Computation, v. 2, p. 1-14, 2012.
- [61] SERAPIÃO, Adriane Beatriz de Souza. **Fundamentos de otimização por inteligência de enxames: uma visão geral.** Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 20, n. 3, p. 271-304, 2009.
- [62] JONKMAN, Jason et al. **Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development.** National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2009.
- [63] RUGGIERO, Márcia A. Gomes; LOPES, Vera Lúcia da Rocha. **Cálculo numérico: aspectos teóricos e computacionais.** Makron Books do Brasil, 1997.
- [64] MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** E. Blucher, 1983.
- [65] KUNDUR, Prabha; BALU, Neal J.; LAUBY, Mark G. **Power system stability and control.** New York: McGraw-hill, 1994.
- [66] NOWACZYK, Eduardo Ribas. **Modelagem da esteira e otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos.** 2015.
- [67] HOU, Peng. **Optimization of large-scale offshore wind farm.** 2017. Tese de Doutorado. Ph. D Dissertation, Aalborg Universitetsforlag.
- [68] GARCIA-SANZ, Mario; HOUPIS, Constantine H. **Wind energy systems: control engineering design.** CRC press, 2012.
- [69] Nexans **Submarine Power Cables.** Disponível em: [https://www.nexans.uz/Germany/2013/SubmPowCables\\_FINAL\\_10jun13\\_engl.pdf](https://www.nexans.uz/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf). Acesso em 13/08/2020

- [70] GREEN, Jim et al. **Electrical collection and transmission systems for offshore wind power**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2007.
- [71] WEBSTER, Ian. **Why a dollar today is worth only 80% of a dollar in 2007**
- [72] TOUMA, Jawad S. **Dependence of the wind profile power law on stability for various locations**. Journal of the Air Pollution Control Association, v. 27, n. 9, p. 863-866, 1977.
- [73] Copernicus Climate Change Service. **ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate**. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS).

## APÊNDICE A – Fluxo de potência não linear

O fluxo de potência não linear consiste na determinação dos valores de tensão, ângulo e potências ativa e reativa, através de um método de resolução de sistemas não lineares. O método mais utilizado para solução desse tipo de problema é o método de Newton-Raphson, que será descrito na próxima seção.

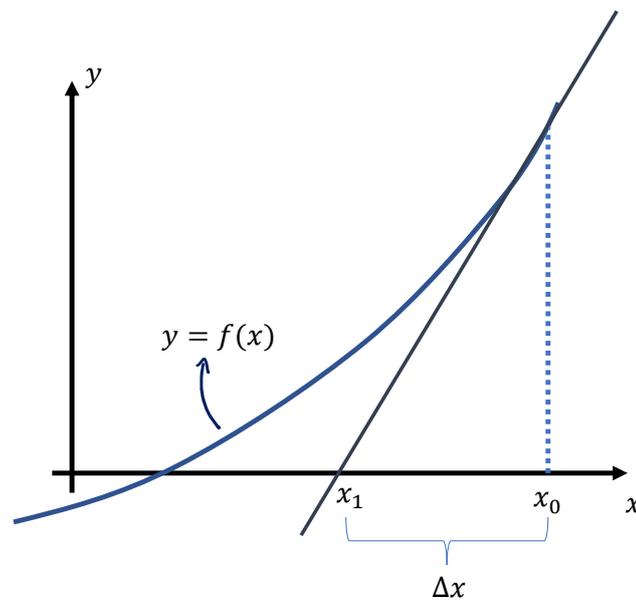
### Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é um método iterativo que pode ser utilizado para a obtenção dos valores de  $x$  que satisfazem equações do tipo  $f(x) = 0$ , em que  $f(x)$  é uma função conhecida, baseando-se em aproximações controladas pelas derivadas de  $f(x)$  [63].

A partir de um ponto inicial  $x_0$ , calcula-se o valor da função  $f(x_0)$  e a respectiva derivada nesse ponto  $f'(x_0)$ . A partir da Equação (A.1), como mostra o Gráfico A.1, é obtido um novo ponto  $x'$  e que será utilizado para repetir esse procedimento iterativamente, no lugar de  $x_0$  [63].

$$x = x_0 + \frac{0 - f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (\text{A.1})$$

Gráfico A.1 - Exemplo unidimensional do método de Newton-Raphson.



Fonte: elaborado pelo autor.

O processo iterativo irá acontecer até que se obtenha um valor de  $x = x_i$  de forma que  $|f(x_i)|$  seja igual a zero ou inferior a uma tolerância previamente definida. Para a

aplicação do método de Newton na resolução de sistemas  $x$ ,  $x_0$  e  $f(x_0)$  serão substituídos por vetores e  $f'(x_0)$  deve ser substituído pela matriz de derivadas parciais  $Jac$  de cada função, em relação a todas as variáveis, denominada matriz Jacobiana. A Equação (A.2) ilustra o exposto [63].

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 - \mathbf{Jac}^{-1} \cdot \mathbf{f}(\mathbf{x}_0) \quad (\text{A.2})$$

### Resolução de um fluxo de potência via Método de Newton-Raphson

A resolução de um fluxo de potência consiste na solução de um sistema de equações não lineares. A cada barra do sistema (aerogerador ou SE coletora) serão associadas duas equações: uma equivalente ao erro entre a potência ativa especificada no início do processo iterativo e a calculada matematicamente; e uma análoga para a potência reativa [64].

Inicialmente, deve-se definir o tipo de informações disponíveis para cada barra do sistema. Para a rede interna do parque, a SE coletora será considerada a barra de referência, denominada barra  $V\theta$ , por serem conhecidos os valores de tensão e ângulo. Já os aerogeradores possuem definidas as potências ativas, que são a potência extraída do vento, e reativas, que são mantidas iguais a zero.

Considera-se a potência reativa igual a zero porque os aerogeradores possuem um sistema de conversão antes do ponto de conexão com a rede interna, em que são empregadas tecnologias de eletrônica de potência que podem ser projetados de forma que não haja fluxo de potência reativa entre a unidade geradora e o sistema coletor do parque.

Assim, o objetivo da resolução do fluxo de potência é definir as tensões e ângulos, em cada ponto de conexão das turbinas à rede interna, e as potências ativa e reativa na SE coletora. Portanto, as variáveis do problema que será solucionado são as tensões e os ângulos nas barras dos aerogeradores, de forma a obter um valor para as potências ativas geradas pelas turbinas e zero para as potências reativa. Uma vez que o método de Newton necessita de uma solução inicial, as tensões são definidas em 1 pu e os ângulos em  $0^\circ$ . A transformação em pu é feita como referência a alguns valores base do sistema. Neste estudo, a potência base ( $S_B$ ) do sistema será definida como a potência nominal dos aerogeradores  $P_N$  e a tensão base como tensão nominal entre fases dos cabos ( $V_B$ ). As Equações (A.3) a (A.6) apresentam as transformações da potência, tensão, corrente e impedância para pu, em que a corrente base  $I_B$  e a impedância base  $Z_B$  podem ser obtidas a partir de  $S_B$  e  $V_B$ .

$$S_{pu} = \frac{S_i}{S_B} \quad (\text{A.3})$$

$$V_{pu} = \frac{V_i}{V_B} \quad (\text{A.4})$$

$$I_{pu} = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_B} \quad (\text{A.5})$$

$$Z_{pu} = \frac{V_B^2}{S_B} \quad (\text{A.6})$$

Para o cálculo da potência injetada, inicialmente, deve-se construir a matriz de admitâncias de barras  $Y^{bar}$ , de dimensão igual à quantidade de barras do sistema, que contém as informações elétricas de todos os elementos que estão conectados a cada barra. A definição da matriz consiste em somar, a cada elemento  $i$  da diagonal principal  $Y_{ii}^{bar}$ , o valor da admitância de todos os elementos que estão conectados à barra  $i$ . Já nos elementos  $Y_{ij}^{bar}$ , devem ser subtraídos os valores das admitâncias que estão conectadas entre as barras  $i$  e  $j$  [64].

A partir de vetores contendo os módulos das tensões  $V_0$  e os ângulos  $\theta_0$  das barras e da matriz  $Y^{bar}$ , pode ser calculada a corrente  $I_0$  através da Equação (A.7). A potência complexa  $S_{calc}$  é obtida através da Equação (A.8). Extraíndo as partes reais e imaginárias de  $S_{calc}$ , são calculadas as potências ativas  $P_{calc}$  e reativas  $Q_{calc}$ , respectivamente, como mostram as Equações (A.9) e (A.10) [64].

$$I_0 = Y^{bar} \cdot V_0 e^{j\theta_0} \quad (\text{A.7})$$

$$S_{calc} = V_0 e^{j\theta_0} \cdot I_0^* \quad (\text{A.8})$$

$$P_{calc} = \Re \{S_{calc}\} \quad (\text{A.9})$$

$$Q_{calc} = \Im \{S_{calc}\} \quad (\text{A.10})$$

Cada aerogerador, representado por uma barra do tipo  $PQ$ , possui uma especificação de potência ativa e reativa. Para o processo de otimização, será considerado o caso mais extremo em termos de carregamento do sistema, qual seja, todas as turbinas operando em sua capacidade nominal. Assim, os erros de potência do sistema podem ser definidos através das Equações (A.11) e (A.12)

$$\Delta P = P_{esp} - P_{calc} \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta Q = 0 - Q_{calc} \quad (\text{A.12})$$

Como o objetivo é obter potências  $P_{calc}$  e  $Q_{calc}$  de forma que  $\Delta P = 0$  e  $\Delta Q = 0$ , a matriz Jacobiana é construída a partir das derivadas parciais das Equações (A.11) e

(A.12) em função das tensões e ângulos de cada barra. Existindo equações de potências ativa e reativa e variáveis de tensão e ângulo, a matriz Jacobiana pode ser dividida em 4 submatrizes, como apresentado na Equação (A.13).

$$Jac = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

As matrizes H, N, M e L podem ser construídas através das Equações (A.14) a (A.21), que mostram os cálculos de obtenção dos elementos que estão na diagonal principal, denominados elementos  $kk$ , e dos elementos que não estão na diagonal principal, nomeados elementos  $km$ , em que  $k$  e  $m$  são barras do sistema. Além disso, as matrizes  $G$  e  $B$  são as partes real e imaginária da matriz  $Y^{bar}$ , respectivamente, e  $K$  representa o conjunto contendo as barras do sistema [64].

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (\text{A.14})$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (\text{A.15})$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (\text{A.16})$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (\text{A.17})$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (\text{A.18})$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (\text{A.19})$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (\text{A.20})$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (\text{A.21})$$

Assim, reescrevendo a Equação (A.2) em função dos termos do fluxo de potência, a obtenção de novas soluções a cada iteração, isto é, as tensões e os ângulos, é feita através da Equação (A.22).

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

A resolução dessa equação permite, então, calcular os vetores  $\Delta\theta$  e  $\Delta V$ , que representam variações dos valores de tensão e corrente, de forma que o erro de potência se aproxime de zero. Em posse dessas variações, os novos valores desses parâmetros podem ser obtidos como mostram as Equações (A.23) e (A.24).

$$V^{h+1} = V^h + \Delta V \quad (\text{A.23})$$

$$\theta^{h+1} = \theta^h + \Delta\theta \quad (\text{A.24})$$

Em função dos novos parâmetros obtidos, as potências podem ser novamente calculadas, conforme já apresentado nas Equações (A.7) a (A.10) e o processo iterativo se repete, até que os erro de potências sejam inferiores a uma determinada tolerância. Ao final do processo iterativo, podem ser calculadas as potências injetadas em cada barra, incluindo na SE.

Além de ser possível calcular as correntes que percorrem cada ramo do sistema, a diferença entre as potências ativas geradas pelas turbinas e a recebida pela SE fornece as perdas elétricas no sistema.