

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

BIANCA BELARDONY GOMES

OTIMIZAÇÃO DO CABEAMENTO INTERCONECTOR DE  
AEROGERADORES EM PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

Alegrete

2018



BIANCA BELARDONY GOMES

**OTIMIZAÇÃO DO CABEAMENTO INTERCONECTOR DE  
AEROGERADORES EM PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE***

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

Universidade Federal do Pampa  
Engenharia Elétrica

Alegrete  
2018

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

G577o Gomes, Bianca Belardony  
Otimização do cabeamento interconector de aerogeradores em  
parques eólicos offshore / Bianca Belardony Gomes.  
57 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade  
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2018.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. energia eólica. 2. parque eólico offshore. 3.  
interconexão entre aerogeradores. 4. problema do caixeiro  
viajante. 5. método de otimização por colônia de formigas. I.  
Título.

BIANCA BELARDONY GOMES

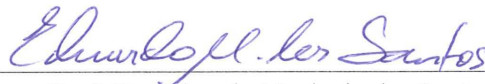
OTIMIZAÇÃO DO CABEAMENTO INTERCONECTOR DE AEROGERADORES EM PARQUES  
EÓLICOS OFFSHORE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

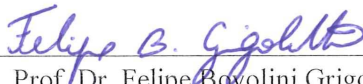
Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 30 de novembro de 2018.

Banca examinadora:



---

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos  
Orientador



---

Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Alessandro Botti Benevides  
UNIPAMPA



## AGRADECIMENTOS

Muito obrigada a todos os envolvidos nesta longa jornada.

Ao meu pai João e minha madrasta Carla por comprarem todas as minhas ideias e depositarem tanta confiança em mim.

Ao Pablo Belardony que me acolheu, cuidou e me mostrou que tudo isso era possível.

A minha família, pelo apoio, incentivo por torcerem por mim todos os dias, e por não deixarem eu desistir desse sonho.

As minhas meninas, Dora, Pituca e Majú, meus anjinhos protetores e meu amor incondicional.

Ao meu namorado Eduardo, pela paciência, ajuda em todos os momentos, por me defender tantas vezes e me mostrar que sou capaz de alcançar tudo que almejo.

As minhas irmãs de coração Priscila e Bárbara por estarem comigo desde o início e me ajudarem sempre, independente da situação.

As minhas colegas e parceiras Fernanda, Naiani e Bruna por sermos uma excelente equipe e principalmente por terem passado os anos mais difíceis da faculdade ao meu lado. Sem vocês dificilmente estaria aqui hoje.

Aos professores, principalmente ao professor Eduardo que não mediu esforços para que esse dia chegasse.

A todos os colegas e amigos, que são muitos, pelos trabalhos, estudo, projetos, festas. Nunca fiz nada sozinha, sempre foi com a ajuda de muitos e sou extremamente grata a todos.





## RESUMO

O aumento da demanda de energia elétrica e as buscas por diferentes matrizes energéticas no âmbito mundial, instigou o uso de fontes limpas de energia. Neste contexto, a energia eólica *offshore* está em constante crescimento. Comparada às outras fontes de geração e, principalmente, relacionada à energia eólica *onshore*, o custo de geração eólica *offshore* é mais elevado, este fato se deve ao custo com infraestrutura das turbinas, layout do parque, cabamentos de interconexão e conexão com a rede, operação e manutenção. O layout do parque eólico *offshore* representa de 15 a 30 % do investimento total, desempenhando um papel importante no custo de capital de instalação. Visando diminuir o custo de implementação desta fonte de energia, este trabalho apresenta uma metodologia para o projeto do sistema coletor elétrico de parques eólicos *offshore* baseado na combinação de otimização de colônia de formigas com o problema do caixeiro viajante. Com a finalidade de validar o método implementado, utilizaram-se três sistemas testes, sendo estes North Hoyle, Gunfleet Sands 1 e 2 e London Array. Para todos os sistemas, foram obtidos êxitos nas reduções dos comprimentos dos cabos. No primeiro caso, o comprimento atual do cabeamento é de 18 km e, após a otimização, obteve-se uma redução de 20,06 %. No segundo cenário, com o comprimento real do cabeamento igual a 36 km, a redução foi de 21,78 % e, por fim, no maior parque estudado, a redução foi de 15,78 %, reduzindo de 209 km para 178,12 km. Em todos os casos apresentados, levou-se em consideração os dados de custo dos cabos de interconexão, onde a seção do condutor do parque de North Hoyle é de 185 mm<sup>2</sup>, com um custo equivalente a US\$258.460,00/km. Para os parques Gunfleet Sands 1 e 2 e London Array, as seções transversais dos cabos correspondem à 150 mm<sup>2</sup>, cujo o valor é de US\$233.800,00/km. Deste modo, também foram apresentadas as reduções, em Dólar, dos custos de implementações das topologias reais e das apresentadas neste trabalho.

**Palavras-chave:** energia eólica; parque eólico *offshore*; interconexão entre aerogeradores; problema do caixeiro viajante; método de otimização por colônia de formigas.



## ABSTRACT

The increase in the demand for electric energy and the search for different energetic matrices in the world scope, instigated the use of clean sources of energy. In this context, offshore wind energy is constantly growing. Compared to other generation sources and mainly related to onshore wind power, the cost of wind generation offshore is higher, this fact is due to the cost with turbine infrastructure, park layout, interconnection cabling and connection to the grid, operation and maintenance. The layout of the offshore wind farm represents 15 to 30 % of the total investment, playing an important role in the cost of installation capital. Aiming to reduce the cost of implementing this energy source, this work presents a methodology for the design of the windfarm electric collector system offshore based on the combination of ant colony optimization with the traveling salesman problem. In order to validate the implemented method, three test systems were used: North Hoyle, Gunfleet Sands 1 and 2 and London Array. For all systems, successes have been achieved in cable length reductions. In the first case, the current cabling length is 18 km and, after optimization, a reduction of 20.06 %. In the second scenario, with the actual length of the cabling equal to 36 km, the reduction was 21.78 % and, therefore, in the largest studied park, the reduction was 15.78 %, reducing from 209 km to 178.12 km. In all cases, cost data for interconnection cables were taken into account, where the driver's section of the North Hoyle park is 185 mm<sup>2</sup>, with a cost equivalent to US\$258.460,00/km. For the Gunfleet Sands 1 and 2 and London Array parks, the cross sections of the cables correspond to 150 mm<sup>2</sup>, whose value is US\$233.800,00/km. In this way, the reductions, in dollars, of the costs of implementations of the real topologies and those presented in this work were also presented.

**Keywords:** wind power; offshore wind farm; interconnection between wind turbines; problem of traveling salesman; ant colony optimization method.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Esquemático das fundações de aerogeradores <i>offshore</i> . . . . .	29
Figura 2 – Exemplo de um arranjo radial simples do sistema coletor de média tensão de um parque eólico. . . . .	30
Figura 3 – Exemplo de um arranjo ramificado do sistema coletor de média tensão de um parque eólico. . . . .	31
Figura 4 – Exemplo de rede coletora construída com topologia (a) anel e (b) anel parcial. . . . .	31
Figura 5 – Tipo de transmissão de acordo com a relação entre potência e comprimento da linha de transmissão. . . . .	33
Figura 6 – Exemplificação da otimização de caminho. . . . .	34
Figura 7 – Possíveis caminhos a serem percorridos. . . . .	36
Figura 8 – Fluxograma do ACO. . . . .	37
Figura 9 – Distribuição das formigas após a primeira iteração. . . . .	37
Figura 10 – Possível configuração final da distribuição das formigas para caminhos com mesmo comprimento. . . . .	38
Figura 11 – Possível configuração final da distribuição das formigas para caminhos diferentes. . . . .	38
Figura 12 – (a) Imagem real e (b) esquemático de interconexão utilizada entre os aerogeradores da usina eólica North Hoyle. . . . .	39
Figura 13 – (a) Esquemático de interconexão e (b) subestação utilizada na usina eólica Gunfleet Sands. . . . .	40
Figura 14 – Esquemático de interconexão dos aerogeradores <i>offshore</i> do parque London Array. . . . .	41
Figura 15 – Esquemático original de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle. . . . .	44
Figura 16 – Esquemático inicial de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle. . . . .	44
Figura 17 – Esquemático otimizado de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle. . . . .	44
Figura 18 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle. . . . .	45
Figura 19 – Esquemático original de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands. . . . .	46
Figura 20 – Esquemático inicial de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands. . . . .	46
Figura 21 – Esquemático otimizado de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands. . . . .	47

Figura 22 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands. . . . .	47
Figura 23 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático original de interconexão. . . . .	48
Figura 24 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático inicial de interconexão. . . . .	49
Figura 25 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático inicial de interconexão. . . . .	49
Figura 26 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina London Array. . . . .	50

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos percentual na implantação de uma usina eólica <i>offshore</i> . . . . .	28
Tabela 2 – Características das fundações de aerogeradores <i>offshore</i> . . . . .	29
Tabela 3 – Parâmetros de cabos submarinos AC. . . . .	33
Tabela 4 – Parâmetros de otimização utilizados no parque North Hoyle. . . . .	43
Tabela 5 – Parâmetros de otimização utilizados no parque Gunfleet Sands. . . . .	46
Tabela 6 – Parâmetros de otimização utilizados no parque London Array. . . . .	48
Tabela 7 – Resumo dos resultados obtidos no decorrer deste documento. . . . .	51





## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampere
A.C.	Abreviatura para designar os anos antes de Cristo
ACO	Otimização por Colônia de Formigas (do inglês <i>Ant Colony Optimization</i> )
AG	Algoritmo Genético
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CPMW	Cálculo de Produção da Modelagem de Esteira de Werle
ECS	Sistema Coletor Elétrico (do inglês <i>Electric Collector System</i> )
GW	Gigawatt
HVAC	Alta tensão em corrente alternada (do inglês <i>High-voltage alternating current</i> )
HVDC	Alta tensão em corrente contínua (do inglês <i>High-voltage direct-current</i> )
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada (do inglês <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> )
km	Quilometro
km <sup>2</sup>	Quilometro quadrado
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
LCC	Conversor de comutação natural de linha (do inglês <i>Line Commutated Converters</i> )
m	Metro
MATLAB	<i>Software</i> de cálculo matricial (do inglês <i>MATrix LABoratory</i> )
mH	Milihenry
mm <sup>2</sup>	Milímetro quadrado
MW	Megawatt
OSWF	Parque Eólico <i>Offshore</i> (do inglês, <i>Offshore Wind Farm</i> )

OWPP	Plantas de Parques Eólicos <i>Offshore</i> (do inglês <i>Offshore Wind Power Plant</i> )
PWM	Modulação Por Largura de Pulso (do inglês <i>Pulse Width Modulation</i> )
STATCOM	Compensador Síncrono Estático (do inglês <i>Static Synchronous Compensator</i> )
TSP	Problema do Caixeiro Viajante (do inglês <i>Travelling Salesman Problem</i> )
TWh	Terawatt hora
VSC	Conversor de comutação forçada de fonte de tensão (do inglês <i>Voltage Source Converts</i> )
$\mu\text{F}$	Microfarad

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\$$	Unidade monetária
$n$	Número total de nós em problemas de caminho (combinação)
$k$	Representa cada formiga
$p_{ij}^k$	Probabilidade da formiga $k$ que se encontra no nó $i$ ir para o nó $j$
$\tau_{ij}$	Quantidade de feromônio nos caminhos entre os nós $i$ e $j$
$\eta_{ij}$	Atratividade do caminho entre os nós $i$ e $j$
$Q$	Constante de atualização do feromônio
$d_{ij}$	Distância entre os nós $i$ e $j$
$\alpha$	Parâmetro de influência do feromônio
$\beta$	Parâmetro de influência da distância
$l \in J_i^k$	Conjunto de nós que ainda não foram visitados pela formiga $k$ e que se encontra no nó $i$
$t$	Atual iteração
$\gamma$	Taxa de evaporação do feromônio
$N_{max}$	Número máximo de iterações do algoritmo
$x$	Coordenada cartesiana
$y$	Coordenada cartesiana



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO . . . . .	21
1.1	Considerações Gerais . . . . .	21
1.2	Motivação . . . . .	21
1.3	Objetivos . . . . .	21
1.4	Revisão Bibliográfica . . . . .	22
1.5	Estrutura do Trabalho . . . . .	24
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .	27
2.1	Considerações Gerais . . . . .	27
2.2	Custos de implantação de uma usina <i>offshore</i> . . . . .	28
2.2.1	Turbinas Eólicas . . . . .	28
2.2.2	Característica da Estrutura de alocação das torres em parques <i>offshore</i> . . . . .	29
2.2.3	Interconexão e conexão com a rede . . . . .	30
2.2.3.1	Estimativa do Custo do Cabeamento . . . . .	33
2.3	Otimização de caminho . . . . .	34
2.3.1	Problema do Caixeiro Viajante . . . . .	34
2.3.2	Método de otimização por colônia de formigas . . . . .	35
2.4	Considerações Finais . . . . .	38
3	METODOLOGIA . . . . .	39
3.1	Considerações Gerais . . . . .	39
3.2	Sistema Teste 1 - North Hoyle . . . . .	39
3.3	Sistema Teste 2 - Gunfleet Sands 1 e 2 . . . . .	40
3.4	Sistema Teste 3 - London Array . . . . .	41
3.5	Considerações Finais . . . . .	42
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .	43
4.1	Considerações Gerais . . . . .	43
4.2	North Hoyle . . . . .	43
4.3	Gunfleet Sands . . . . .	45
4.4	London Array . . . . .	48
4.5	Considerações Finais . . . . .	50
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS . . . . .	53
5.1	Conclusões . . . . .	53
5.2	Trabalhos futuros . . . . .	53

REFERÊNCIAS . . . . . 55

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A capacidade humana de transformar e desenvolver sistemas sempre foi e sempre será uma característica fundamental para o desenvolvimento e evolução da espécie. Diante deste atributo, por volta de 2000 A.C., a ideia de substituir a força humana e de animais por outra mais abundante e com maior capacidade foi fundamental para a criação de mecanismos de transformação de vento em formas de bombeamento de água para atividades agrícolas e beneficiamento da produção, como por exemplo o preparo de farelo (PINTO, 2013; SILVA, 1987; ENERGIA, 2017; SHEPHERD, 2014).

No século XI, na Pérsia, surgiu a primeira referência registrada de um moinho de vento. Em seguida, após as Cruzadas, houve um crescimento no uso de moinhos de vento. Já no século XVII, este advento se difundiu por toda a Europa. Com o surgimento da energia elétrica há pouco mais de 100 anos, foi possível aliar a tecnologia de cata-ventos e energia elétrica, dando origem aos geradores eólicos (ENERGIA, 2018). Desta forma, em 1888 Charles F. Brush desenvolveu o primeiro moinho de vento para gerar eletricidade (PINTO, 2013). Após estes marcos históricos, ocorreram diversos avanços relacionados à energia eólica, sendo alguns deles: o estudo dos limites aerodinâmicos dos aerogeradores, a construção do primeiro parque eólico *offshore* (parques eólicos localizados em regiões marítimas), a contribuição para expansão de indústrias entre tantos outros benefícios gerados através da energia eólica.

De acordo com dados de 2011, os 10 países com maiores produção de energia eólica foi responsável por gerar quase 34,2 GW. Em 2018, o Brasil tinha em operação mais de 500 parques eólicos, fornecendo capacidade instalada de 13 GW (responsável pelo abastecimento de 11 % do país), a qual posiciona o país entre os 10 maiores produtores de energia elétrica eólica do mundo (RIBEIRO, 2018).

## 1.2 MOTIVAÇÃO

O custo de implementação dos parques eólicos *offshore* é cerca de 30 a 60 % mais elevado em comparação com os parques *onshore* com a mesma capacidade de produção (NANDIGAM; DHALI, 2008a). Com isso, motivou a busca por uma redução destes custos, de forma a viabilizar o surgimento de novas unidades geradoras.

## 1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal realizar o estudo da técnica de otimização e aplicá-la na diminuição do comprimento dos cabos de interconexão entre aerogeradores. Para tal finalidade, serão utilizados os parques *offshore* North Hoyle, Gunfleet

Sands 1 e 2 e London Array, como sistemas testes. Dado que o parque North Hoyle já foi estudado por outros pesquisadores, tornando fácil a comparação de desempenho do algoritmo implementado. Por fim, os resultados obtidos serão analisados e comparados com os presentes na bibliografia.

## 1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em Elkinton, Manwell e McGowan (2006), tem por objetivo identificar os principais obstáculos econômicos presentes para desenvolvedores de parques eólicos *offshore*. Para isso, criou-se uma ferramenta de análise que une os critérios de eficiência das turbinas *offshore* de acordo com a distância da costa e velocidade do vento. O trabalho combina um modelo de produção de energia, levando em conta efeitos de esteira, perdas de linha e disponibilidade de turbinas, com modelos de custo de componentes de parques eólicos *offshore*. Uma comparação entre os resultados do proposto e os dados do parque eólico *offshore* de Middelgrunden é apresentada. As estimativas globais de energia e custo desta se comparam com os dados reais, mas outras melhorias nos modelos são planejadas. Um resumo das fases atuais e futuras do projeto também é apresentado, bem como a aplicação de método heurístico (AG) e determinístico (Gradiente). Além disso, traz como resultado que uma diminuição de 5 % na velocidade do vento impacta no aumento de 12 % no custo de produção.

Em Nandigam e Dhali (2008b), é discutido sobre o custo dos parques eólicos *offshore*, o qual é cerca de 30 a 60 % mais elevado do que os parques eólicos em terra com a mesma capacidade. Além do mais, cita que o custo e a eficiência dos parques eólicos *offshore* são determinados por vários fatores, os quais incluem o tipo de sistema elétrico (CA ou CC), o comprimento de transmissão, a tensão de transmissão, a potência nominal, o tipo de turbina eólica, a disposição dos aerogeradores e a velocidade do vento. Há ainda a abordagem de o quão grande são os espaços de busca das variáveis de projeto, sendo necessária a otimização computacional para encontrar uma solução viável. Sendo assim, o desenvolvimento de modelos de custo, perda e confiabilidade e a aplicação de métodos de otimização de layout e configuração do parque eólico *offshore* é de extrema importância. Com isso, cálculos preliminares mostram que os sistemas HVAC funcionam melhor para curtas distâncias entre o parque eólico e a costa, além de que o sistema HVDC tem melhor desempenho para distâncias mais elevadas.

Já em Tavares (2010), é abordada as soluções tecnológicas atualmente existentes para exploração de parques eólicos *offshore*. Dentro deste âmbito, abordaram-se a aplicabilidade de cada uma das soluções de transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC, do inglês *High Voltage AC Transmission*) ou em Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC, do inglês *High Voltage DC Transmission*) em diversas situações, tais como: nível de tensão do sistema de transmissão, a distância com o solo e potência a transmitir. No sentido de proceder a caracterização desses impactos, foi avaliado o comportamento



dos perfis de tensão no sistema de transmissão e no barramento com que este se interligava à rede terrestre. Adicionalmente, procedeu-se a avaliação do balanço de potência reativa no sistema de transmissão e a identificação de necessidades de compensação de potência reativa para proporcionar o bom funcionamento do sistema. Finalmente, foi realizada a avaliação dos níveis de perdas médias na transmissão para os sistemas HVAC e HVDC LCC (do inglês *High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters*). Para tal, foi necessário proceder a caracterização probabilística do recurso eólico, bem como ao estudo de fluxo de potência no sistema de transmissão *offshore*.

Além disso, PÉrez, MÍnguez e Guanche (2013), fomenta a ideia de que parques eólicos *offshore* compensam o investimento, dado o maior rendimento energético em comparação aos parques eólicos *onshore*, e que, para minimizar o elevado valor de implementação, surge a importância de otimizar recursos. Deste modo, um aspecto relevante para aumentar a lucratividade é o layout do parque eólico. Sendo assim, o trabalho (PÉREZ; MÍNGUEZ; GUANCHE, 2013) teve por objetivo propor um novo método para maximizar a produção de energia de parques eólicos *offshore*, definindo o layout apropriado. Para isso, utilizaram-se duas etapas de otimização. Na primeira, um método heurístico é aplicado para definir uma configuração inicial aleatória do layout, logo em seguida, é utilizada a técnica de programação não-linear para otimização local, que utiliza o layout inicial aleatório como uma solução preliminar. O desempenho do procedimento proposto é testado usando o parque eólico *offshore* alemão Alpha Ventus, localizado no Mar do Norte, produzindo um incremento de produção de energia anual esperada de 3,52 % em relação à configuração real.

Ainda, Junginger, Faaij e Turkenburg (2004a), menciona que o custo dos parques eólicos *offshore* é menos favorável em relação a energia eólica *onshore*, existindo uma necessidade de reduções significativas de custos para se tornar competitiva. Sendo assim, cerca de 70 % do custo da eletricidade dos parques eólicos *offshore* é determinado pelo investimento inicial, que consiste principalmente pelas turbinas eólicas, fundações, instalações e ligações de rede internas e externas. Os principais impulsionadores da redução de custos são as melhorias nas turbinas e na distribuição destas no parque, bem como o desenvolvimento tecnológico de estações e cabos conversores, a padronização do projeto de turbinas e fundações e economias de escala para a produção de turbinas eólicas. Conclui-se que, sob diferentes cenários de crescimento, os custos de investimento dos parques eólicos *offshore* podem cair cerca de 25-39 % até 2020.

Silva (2014), estuda a eficiência das turbinas eólicas afetada pelas interações entre uma turbina e outra, como é o caso do efeito esteira. Esta eficiência é fortemente afetada pela redução da velocidade do vento e criação de zonas de turbulência. Desta forma, o trabalho abordou um estudo do posicionamento das turbinas para maximizar a produção e, conseqüentemente, a eficiência. Sendo assim, aplicou-se a modelagem do efeito esteira utilizando o algoritmo CPMW (Cálculo de Produção da Modelagem de Esteira de Werle)

implementado no *software* MATLAB para o cálculo de produção total e eficiência de um parque eólico. Entretanto, por se tratar somente da eficiência das turbinas, não foi otimizado o cabeamento de interconexão, dado que este não era o foco do trabalho.

Já Gil, Díaz-Gonz e Gomis-Bellmunt (2015) ,é realiza uma análise da comparação técnica e econômica do esquema convencional de usinas eólicas CA *offshore* e quatro plantas offshore (OWPPs, do inglês *Offshore Wind Power Plants*. Uma análise dos custos dos componentes, eficiência, potência nominal do OWPP, comprimentos de cabos de exportação e alguns dados econômicos também são apresentados. No referido trabalho, uma metodologia é proposta e implementada utilizando o *software* DIgSILENT Power Factory. São comparadas a rede coletora *offshore* CA convencional e as configurações CC propostas para o caso do parque eólico Rev Horn. Com isso, os resultados mostram que as CC OWPPs apresentam custos comparáveis aos CA OWPPs convencionais, bem como menores perdas de energia, podendo ser interessante em futuras instalações OWPP.

Por fim, em Srikakulapu e Urunday (2018), é estudada a otimização do layout de parques eólicos *offshore*, dado que este parâmetro influencia fortemente no custo de instalação, principalmente, no sistema coletor elétrico (ECS, do inglês *Electric Collector System*). O ECS abrange os cabos submarinos, o número de turbinas eólicas e as plataformas *offshore*. Ainda (SRIKAKULAPU; URUNDADY, 2018) propõe-se a otimização que combina o método de colônias de formigas e o problema do caixeiro viajante. Desta forma, o objetivo é minimizar o comprimento do cabo submarino interconector dos aerogeradores e minimizar a perda de esteira no parque eólico. A metodologia é aplicada nos parques North Hoyle e Horns Rev OSWFs, com 30 e 80 aerogeradores, respectivamente.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2, é tratado o aumento das pesquisas na área de energias renováveis, a modificação da matriz energética, os tipos de parques eólicos (*onshore* e *offshore*) e os custos de implementação de parques eólicos *offshore*. Além disso, o Capítulo também apresenta o problema de otimização de caminho, ou combinacional, aplicando o método de otimização por colônia de formigas no problema do caixeiro viajante.

No Capítulo 3, são apresentadas as características principais e relevantes dos três sistemas testes (os parques North Hoyle, Gunfleet Sands 1 e 2 e London Array), nos quais o método de otimização foi aplicado.

Já o Capítulo 4, aborda os resultados obtidos para cada sistema teste, bem como o ganho resultante da otimização em relação ao comprimento real do cabeamento de interconexão e uma estimativa de redução de custo se as configurações presentes neste trabalho fossem aplicadas na prática.

No Capítulo 5, são feitas as conclusões a respeito do presente trabalho e são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros, de modo a para aperfeiçoar o presente documento, incrementando o método, de tal forma a realizar a otimização do comprimento

do cabo, levando em consideração o relevo da região em que o parque eólico foi ou será instalado, bem como a realização de um estudo mais aprofundado sobre os cabos de interconexão.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O surgimento de pesquisas na área de energias renováveis se deu através da preocupação em relação a disponibilidade de recursos naturais, principalmente, devido ao aumento da demanda de energia elétrica, interesses comerciais, domínio de novas tecnologias e preservação ambiental. Iniciativas começaram a ser tomadas devido a crise do petróleo, principal fonte de energia mundial (PINTO, 2013) e (FARIAS; SELITTO, 2011).

A modificação na matriz energética, utilizando fontes de energia limpas, ou seja, soluções que agridem em menor escala o meio ambiente, tem se destacado a energia eólica como uma das principais fontes a serem exploradas (TERCIOTE, 2002). Isto se deve a fácil aplicação no mercado deste tipo de geração, pois pequenas centrais são capazes de atender sistemas isolados em localidades distantes dos centros urbanos, como também as grandes centrais podem conectar-se ao sistema de energia auxiliando a suprir uma crescente demanda.

Parques eólicos são divididos pela forma que são alocados, em superfícies terrestres denominam-se *onshore* e em superfícies aquáticas *offshore*. Cada uma das instalações possuem vantagens e desvantagens. No *onshore* os principais benefícios apresentados se devem aos custos com estrutura de fixação das torres, fácil manutenção e conexão com o sistema de transmissão. Porém, os contrapontos se sobressaem na escolha do local de instalação do parque, devido a poluição sonora na região onde o conjunto de torres é instalado, o impacto ambiental tem bastante relevância. Além disso, a alocação deve ser longe de obstáculos naturais e artificiais, restringindo, assim, as possibilidades de instalação próximo a centros urbanos ou em superfícies irregulares.

O escopo deste trabalho está em uma aplicação a parques eólicos *offshore*, pois instalações marítimas apresentam maiores incidências de vento, melhor logística na etapa de construção (facilidade no transporte de peças relativamente grandes e pesadas), menor número de obstáculos, fazendo com que seu potencial eólico seja superior ao dos parques *onshore*. Em contrapartida, os custos de implementação são elevados devido, principalmente, a infraestrutura das turbinas, o que leva em consideração a profundidade do local da torre. Também, o cabeamento de conexão com a rede também tem forte impacto no custo de operação e manutenção do sistema (PINTO, 2013). Além disso, planas *offshore* são preteridas quando o nível de tensão é superior a 33 kV, pois torna-se necessária a construção de subestações alocadas em superfícies aquáticas. Devido a estes fatores, a instalação, operação e manutenção de uma usina *offshore* deve apresentar componentes e configuração mais robustos e imunes a falhas. Sendo assim, a configuração de interconexão em anel com mais ramos de conexão com a subestação, ou conexão direta com a rede, permite que, quando haja falha em um dos aerogeradores, o restante do parque siga em

pleno funcionamento.

Uma das maneiras de reduzir o custo de implementação de uma usina eólica marítima é através da otimização do caminho dos condutores que conectam os geradores, na qual se encaixa a proposta deste trabalho. Para que a mesma fosse satisfeita, foram utilizados métodos de otimização, mais precisamente o método de otimização por colônia de formigas.

## 2.2 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA *OFFSHORE*

O custo para implementação de parques eólicos *offshore* é cerca de 30 a 60 % mais elevado em relação aos parques *onshore* de mesma capacidade de produção (NANDIGAM; DHALI, 2008a). Fatores que influenciam diretamente nos custos de capital e de instalação de seus componentes são as fundações utilizadas para alocar as turbinas, sistemas de conexão com a rede (CA ou CC), comprimento e tensão de transmissão, acarretando no número de subestações *offshore* necessárias para manter ou elevar os níveis de tensão. Além disso, o tipo de turbina, a topologia do parque e a velocidade do vento na região escolhida para instalação também influenciam nos custos de implantação de usinas *offshore*. Nesta seção, será tratado, brevemente, o custo de cada subsistema, destacando o cabeamento de conexão entre aerogeradores, o qual é o escopo deste trabalho. Segundo Junginger, Faaij e Turkenburg (2004b), o custo de investimento para parques eólicos *offshore* baseiam-se nos dados relacionados a Tabela 1. Vale ressaltar que os dados apresentados nessa Tabela 1 são referentes ao ano de 2004.

Tabela 1 – Custos percentual na implantação de uma usina eólica *offshore*.

Turbina eólica	30 - 50 %
Fundação	15 - 25 %
Interconexão e conexão com a rede	15 - 30 %
Instalação	0 - 30 %
Outros	8 %

Fonte: Modificado de (JUNGINGER; FAAIJ; TURKENBURG, 2004a).

### 2.2.1 TURBINAS EÓLICAS

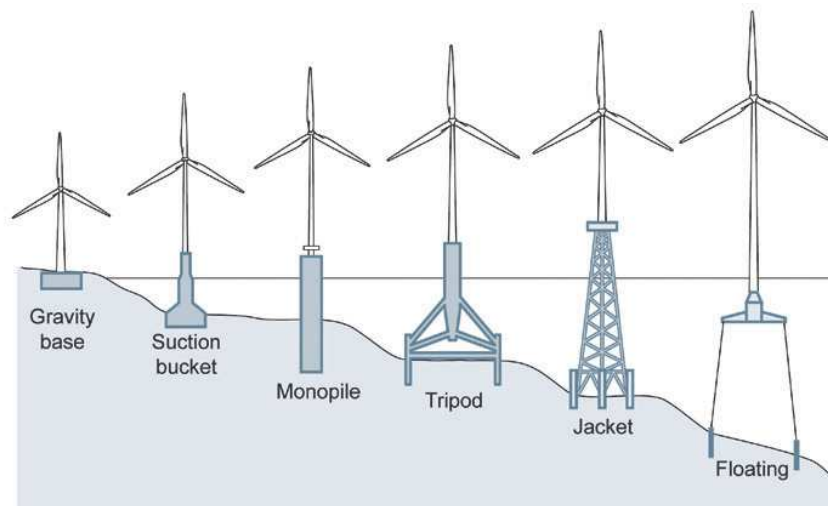
Algumas formas de redução de custos dos parques *offshore* se devem principalmente ao aumento da altura, do diâmetro do rotor e da capacidade das turbinas eólicas. Enquanto a primeira turbina *offshore* tinha uma capacidade de 220 kW, as turbinas eólicas atualmente instaladas têm capacidade de cobrir a faixa de 2 a 5 MW (JUNGINGER; FAAIJ; TURKENBURG, 2004b) e (PINTO, 2013). Com o aprimoramento cada vez mais rápido da tecnologia, esta faixa de abrangência tende a aumentar de forma significativa.

Com o aumento da potência nominal dos aerogeradores, o diâmetro do rotor também aumentará, de forma com que a velocidade angular seja superior a de aerogeradores de parques *onshore*. Contudo, para melhor controle de aerogeradores de maior capacidade por unidade de área de rotor e geração em alta tensão, é estudada a possibilidade de interconexão CC ao invés da convencional CA (JUNGINGER; FAAIJ; TURKENBURG, 2004b).

### 2.2.2 CARACTERÍSTICA DA ESTRUTURA DE ALOCAÇÃO DAS TORRES EM PARQUES *OFFSHORE*

O custo com fundações e estruturas de parques *offshore* é de 15 a 25 % do investimento total. Esse custo é elevado por conta das maiores dimensões dos aerogeradores e da tendência de maiores velocidades do vento. Conseqüentemente, estas características proporcionam maior potencial eólico comparado ao sistema *onshore*. A definição do modelo de fundação utilizada é feita de acordo com a profundidade do local onde será instalada a torre, a altura da torre varia entre 30 e 80 m (PINTO, 2013). Neste aspecto, quanto maior for a profundidade, mais complexa será estrutura e, conseqüentemente, mais elevado será o custo. A Figura 1 apresenta os seis principais tipos de fundação *offshore*, sendo que as fundações podem ser instaladas nas profundidades apresentadas na Tabela 2.

Figura 1 – Esquemático das fundações de aerogeradores *offshore*.



Fonte: (ASSOCIATION, 2012).

Tabela 2 – Características das fundações de aerogeradores *offshore*.

Tipo de fundação	Gravity base	Suction bucket	Monopile	Tripod	Jacket	Floating
Profundidade (m)	<25	<25	<30	<35	<45	<500

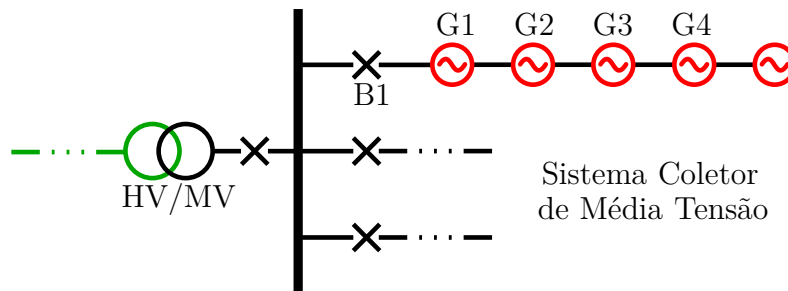
Fonte: (PINTO, 2013) e (ASSOCIATION, 2012).

### 2.2.3 INTERCONEXÃO E CONEXÃO COM A REDE

Rede coletora é o termo utilizado para nomear a interligação entre as turbinas e a subestação coletora, seja ela *onshore* ou *offshore*. Para esta conexão existem diversas topologias, porém, as principais são denominadas como radial simples, anelar e ramificada. Independente do tipo de instalação, deve-se levar em consideração a relação entre confiabilidade e investimento, adequando a obra para que sejam respeitados os limites de queda de tensão e perdas elétricas (SECCO, 2015).

O arranjo mais utilizado em parques eólicos *onshore* é o radial simples, conforme mostrado na Figura 2, onde cada aerogerador é interconectado em série através de um único cabo. A limitação de interconexão entre turbinas é dada pela potência nominal dos aerogeradores, níveis de tensão do sistema de distribuição e, principalmente, da capacidade de condução de corrente do cabeamento (OLIVEIRA, 2016). Esta topologia apresenta menores custos e tempo de instalação, além de isolar faltas ocorridas em trechos intermediários, ocorrendo uma perda parcial da geração. Porém, quando a falta ocorre próximo ao barramento da subestação coletora, tem-se perda total de geração (SECCO, 2015). Portanto, este sistema apresenta baixa confiabilidade, quando promove a conexão entre um número elevado de turbinas, comprometendo sempre a geração.

Figura 2 – Exemplo de um arranjo radial simples do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.

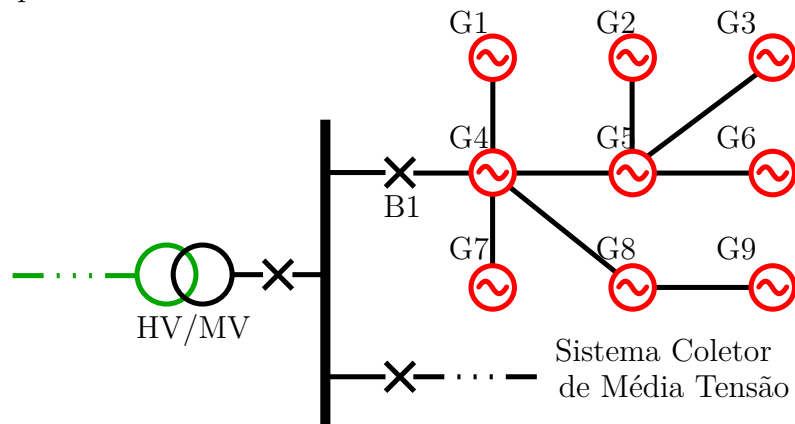


Fonte: modificado de (OLIVEIRA, 2016).

O sistema coletor mais utilizado nos parques eólicos *offshore* é de topologia ramificada, a qual é mostrada na Figura 3. Esta configuração é caracterizada por permitir derivações no alimentador principal e limita-se apenas na corrente permitida pelo condutor. Se comparada diretamente ao sistema radial simples, esta forma de interconexão entre aerogeradores aumenta a confiabilidade e diminui os custos com cabeamento, este fato se deve a diminuição da área de seção transversal do cabo (OLIVEIRA, 2016). No entanto, a manutenção e confiabilidade no sistema continua baixa, uma vez que esta topologia é uma derivação do sistema radial, havendo apenas a diminuição do número de aerogeradores conectados nos ramos.



Figura 3 – Exemplo de um arranjo ramificado do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.

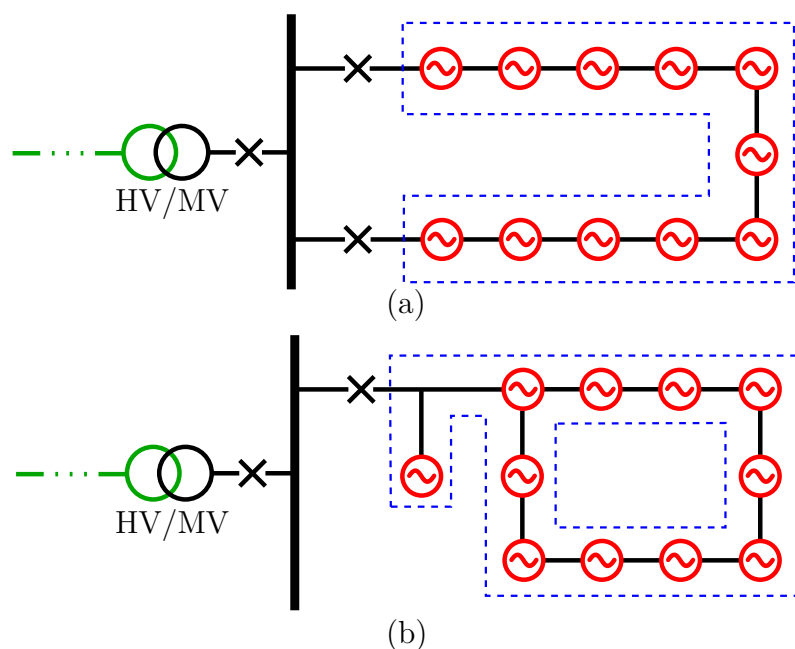


Fonte: modificado de (OLIVEIRA, 2016).

Assim, uma das topologias mais confiáveis é a anelar, pois permite a passagem de energia gerada por dois caminhos distintos, sendo estas entre o ponto de origem e sua conexão final no barramento da subestação coletora (SECCO, 2015).

Existe, também, a configuração anelar parcial, utilizada em casos onde os espaçamentos entre as turbinas ou a limitação de condutores e equipamentos de manobras inviabilizam o fechamento anelar completo (SECCO, 2015). Ambos os modelos anelares de sistema coletor requerem um investimento maior, pois se conectam mais aerogeradores nos ramos. O que se deve levar em consideração é a ponderação em relação a confiabilidade e facilidade de operação e manutenção. As Figuras 4a e 4b apresentam, respectivamente, exemplos de topologias em anel e em anel parcial.

Figura 4 – Exemplo de rede coletora construída com topologia (a) anel e (b) anel parcial.



Fonte: modificado de (SECCO, 2015).

O modo de conexão de sistemas *offshore* com a rede pode ser realizado de duas formas, sendo estas em corrente alternada ou em corrente contínua. A transmissão em alta tensão em corrente contínua se ramifica em duas formas de conversores, sendo estes com comutação natural de linha (LCC) ou com comutação forçada (VSC), na qual a última utiliza fontes de tensão.

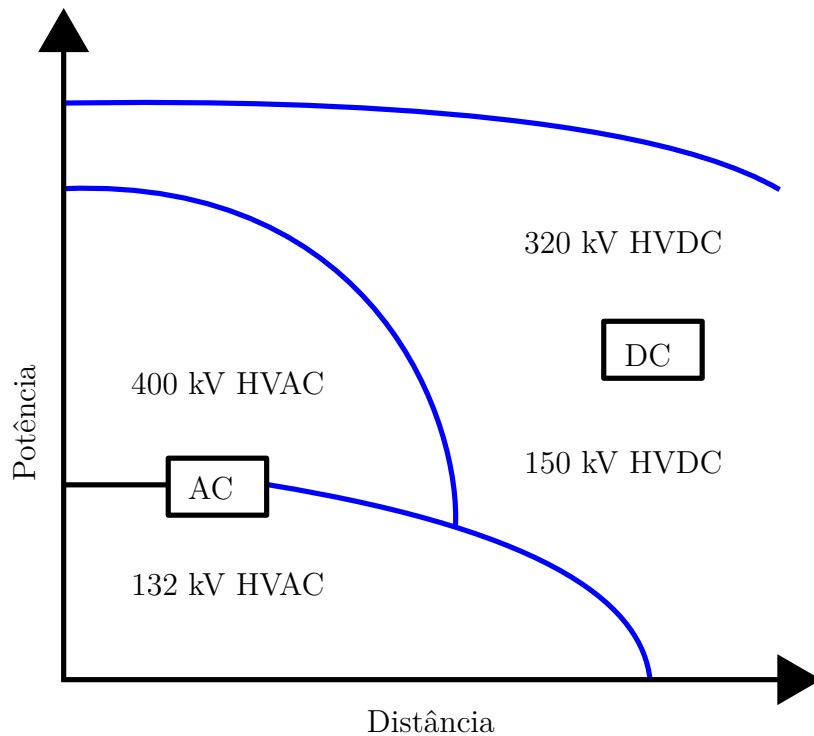
Os sistemas de transmissão em alta tensão e corrente alternada (HVAC) são predominantes em parques *offshore*. Esta configuração é composta por um cabo submarino com três condutores e duas subestações, sendo uma *onshore* e outra *offshore*. O sistema HVAC apresenta como principal vantagem, até distâncias de 50 km, o custo reduzido, dado que não necessita de conversores de potência nas subestações e nem fontes auxiliares de tensão. Após 50 km de comprimento do cabeamento, o valor de potência reativa se torna significativo, devido ao efeito capacitivo dos cabos submarinos, necessitando então que esta potência reativa seja compensada nas duas extremidades do cabo (PINTO, 2013).

Para distâncias aproximadamente superiores à 50 km, a transmissão HVDC é mais vantajosa, pois diminuem-se as perdas, os efeitos de indução e é necessário somente um cabo, enquanto que em HVAC utilizam-se três cabos onde há a presença do efeito pelicular. Este fenômeno também denominado efeito *skin*, ocorre com a corrente elétrica, quando esta percorre um condutor elétrico. Quanto menor a frequência, maior é a área da seção transversal que apresenta corrente elétrica, por outro lado, quanto menor a frequência, a corrente tende a percorrer somente a borda da seção transversal, formando uma película de corrente no condutor.

Sistemas HVDC LCC podem ter ligações assíncronas, ou seja, frequências diferentes entre redes, além de possuir controle de potência ativa do parque *offshore* por meio de conversores eletrônicos. Esta tecnologia tem como desvantagens a necessidade de grandes estações conversoras e, quando há uma falta no sistema, restringem a manutenção do serviço devido o funcionamento só ser dado quando as duas extremidades apresentarem tensão. Além disso, os conversores geram harmônicos de corrente, sendo imprescindível o uso de filtros para atenuação destas componentes, encarecendo o projeto (PINTO, 2013).

A configuração HVDC VSC utiliza IGBTs ao invés de tiristores. Isto permite o controle independente das potências ativa e reativa. Além disso, não utiliza fontes CA, STATCOM ou bancos de condensadores para comutação. Desta forma, necessita de um número menor de filtros, quando comparado com o HVDC LCC, e supri todos os déficits do sistema anteriormente citado. No âmbito econômico, o uso de tecnologias novas acarretam em um custo mais elevado comparado às outras configurações. Outro parâmetro desvantajoso é a modulação PWM, a qual, em frequências elevadas aumenta significativamente as perdas, limitando a potência de transmissão (PINTO, 2013). A Figura 5 ilustra o tipo de transmissão em relação à potência ao comprimento da linha.

Figura 5 – Tipo de transmissão de acordo com a relação entre potência e comprimento da linha de transmissão.



Fonte: modificado de (PINTO, 2013).

### 2.2.3.1 ESTIMATIVA DO CUSTO DO CABEAMENTO

Como o objetivo deste trabalho é realizar a otimização do cabeamento de interconexão entre aerogeradores, é de suma importância avaliar o modelo de custo deste cabeamento. Desta forma, o custo é dado em função da área da seção transversal do condutor, o que, conseqüentemente, está diretamente ligado à sua capacidade de corrente. Em Srikakulapu e Urunday (2018) é apresentada a Tabela 3, contendo alguns parâmetros de diversos modelos de cabos.

Tabela 3 – Parâmetros de cabos submarinos AC.

Área da seção transversal (mm <sup>2</sup> )	70	120	185	240
Resistência do condutor (Ω/km)	0,3420	0,1966	0,1271	0,0971
Capacitância do cabo (μF/km)	0,1263	0,1460	0,1665	0,1805
Indutância do cabo (mH/km)	0,3865	0,3637	0,3456	0,3365
Capacidade de corrente (A)	215	300	375	430
Custo do cabo (1000 × US\$/km)	169,23	207,69	258,46	272,31

Fonte: (SRIKAKULAPU; URUNDADY, 2018)

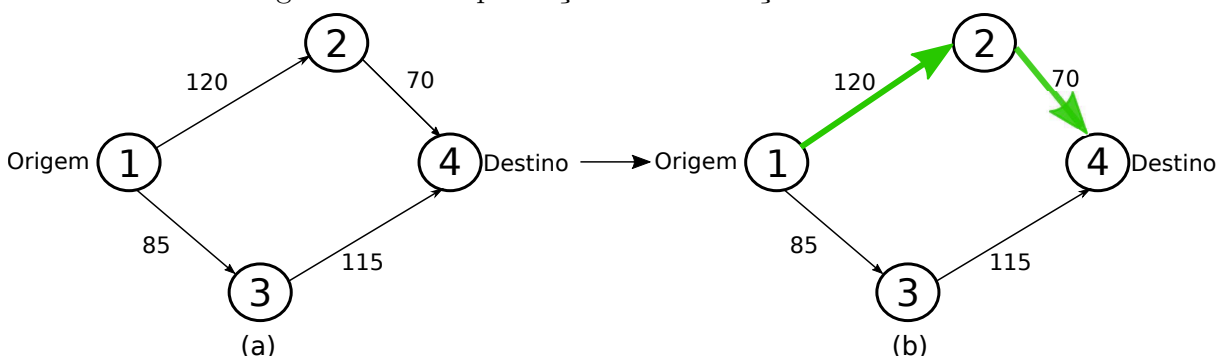
Os valores presentes na Tabela 3 foram utilizados para o cálculo dos ganhos econômicos após a aplicação do método de otimização.

## 2.3 OTIMIZAÇÃO DE CAMINHO

Uma das áreas de pesquisa de métodos de otimização e logística é encontrar o melhor caminho entre um ponto de origem, passar por diversos outros pontos e chegar à um destino. O caminho a ser percorrido entre a origem e o destino influencia fortemente no custo de implementação do projeto ou no custo em realizar determinada operação, como, por exemplo, a entrega de diversas encomendas para determinadas localidades. Encontrar o melhor caminho pode resolver ou melhorar diversos casos, tais como a conexão de fibra ótica entre cidades e bairros, o custo e tempo de entrega de encomendas, a conexão de fontes geradoras de energia elétrica, a ordem de embarque e desembarque de estudantes em ônibus escolares, a melhor rota para passar em todos os pontos de ônibus de uma linha de transporte público coletivo, dentre outras diversas ocasiões. Todas as situações supracitadas se resumem no problema do caixeiro viajante, o qual é abordado na subseção a seguir.

Um modo de exemplificar o processo de otimização de caminho está descrito na Figura 6. Esta representa um conjunto de diagramas denominado grafo. Os pontos 1, 2, 3 e 4 representam os vértices, sendo o ponto 1 a origem e o ponto 4 o destino. As setas que fazem as ligações de um ponto com outro representam as arestas. Os valores escritos sobre as setas representam as distâncias entre esses pontos. Neste exemplo, existem dois caminhos possíveis até o ponto 4, denominado de destino. Um deles é o caminho 1-2-4 e o outro 1-3-4, sendo os pontos 2 e 3 os pontos intermediários que fazem a ligação do ponto 1 ao ponto 4. Desta forma, o propósito do Problema de Caminho mais Curto é encontrar uma rota, cujo o somatório das distâncias entre os vértices seja a menor possível. A rota que satisfaz esta condição é a 1-2-4, pois representa o caminho mais curto, totalizando 190 unidade de medida (SILVA; SILVA; PALHARES, 2016).

Figura 6 – Exemplificação da otimização de caminho.



Fonte: Modificado de (SILVA; SILVA; PALHARES, 2016).

### 2.3.1 PROBLEMA DO CAIXEIRO VIAJANTE

Um dos problemas mais abordados em métodos de otimização de caminho, ou combinatória, é o problema do caixeiro viajante (TSP, do inglês *Travelling Salesman Problem*).

blem). Este problema consiste em um caixeiro viajante que deve visitar  $n$  cidades de modo a percorrer o menor caminho, iniciando e encerrando a viagem na mesma cidade. Além disso, não importa a ordem em que as cidades são visitadas, todas as cidades possuem conexões umas com as outras e o caixeiro deve passar somente uma vez em cada uma delas.

O TSP pertence a uma classe de problemas não determinísticos de tempo não polinomial, classificado com NP-difícil (SANTIAGO, 2015). Com o aumento de pontos a serem percorridos, aumenta exponencialmente o número de possibilidades de rotas. Supondo que o caixeiro deva visitar 5 cidades, como ele deve iniciar e finalizar o percurso na mesma cidade, restam 4 cidades para a realização das combinações. Deste modo, são  $4! = 24$  caminhos diferentes. Se, agora, ao invés de 5 cidades, forem 15, são  $14! = 87.178.291.200$  caminhos diferentes, ou seja, mais de 87 bilhões de rotas. Para casos em que a quantidade de pontos são pequenas, pode-se aplicar métodos simples, tal como o simplex. Entretanto, para problemas com grandes quantidades de cidades, ou nós, torna-se inviável analisar todas as possibilidades e encontrar a melhor delas. Sendo assim, faz-se necessária a utilização de métodos para resolver de maneira eficiente e rápida este tipo de problema. Para isso, aplicam-se métodos heurísticos que forneçam caminhos viáveis, podendo, ou não, ser o caminho ótimo, mas que satisfaça determinados níveis de exigências e restrições.

No presente trabalho, é utilizado o método de otimização por colônia de formigas, o qual será explanado na próxima subseção.

### 2.3.2 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO POR COLÔNIA DE FORMIGAS

O Método de Otimização por Colônia de Formigas (ACO, do inglês *Ant Colony Optimization*) se baseia no comportamento das formigas em busca de alimento. O funcionamento dá-se através da busca inicial aleatória de diversas formigas para variados caminhos. Ao encontrarem alimentos, cada formiga retorna ao ninho depositando uma quantidade de feromônio de trilha proporcional à quantidade de alimento encontrado. O feromônio de trilha é um hormônio volátil secretado por alguns mamíferos e insetos com o objetivo de atrair os demais seres da mesma espécie para o mesmo caminho. Após o depósito do feromônio, o mesmo sofre o fenômeno de evaporação, e, se alguma outra formiga encontrar este caminho, a quantidade de feromônio é aumentada e as demais formigas tendem a seguir o determinado caminho de maneira indireta. Deste modo, os caminhos que proporcionam a menor quantidade de alimento tendem a receber menos feromônio e, conseqüentemente, atrair menos formigas. Já os caminhos que levam a uma maior quantidade de alimento, recebem cada vez mais formigas e, por conta disso, mais feromônio, desta forma, torna-se o mais benéfico à colônia.

Como o método ACO busca o melhor caminho entre determinados pontos, torna-se interessante aplicá-lo no problema do TSP. Desta forma, o modelamento matemático para a aplicação do ACO no TSP é descrito na Equação (2.1), no qual  $p_{ij}^k$  é probabilidade

da formiga  $k$  que se encontra no nó  $i$  ir para o nó  $j$  (YANG, 2014) (SANTIAGO, 2015).

$$p_{ij}^k = \frac{\tau_{ij}^\alpha \cdot \eta_{ij}^\beta}{\sum_{l \in J_i^k} \tau_{ij}^\alpha \cdot \eta_{ij}^\beta}, \quad (2.1)$$

Em (2.1),  $\tau_{ij}$  e  $\eta_{ij}$  são a quantidade de feromônio e a atratividade do caminho entre os nós  $i$  e  $j$ , respectivamente. Normalmente  $\eta_{ij}$  é proporcional à relação  $\frac{Q}{d_{ij}}$ , onde  $Q$  é a constante de atualização do feromônio e  $d_{ij}$  é a distância entre os nós  $i$  e  $j$ . Ainda,  $\alpha$  é o parâmetro de influência do feromônio e apresenta valores positivos,  $\beta$  é o parâmetro de influência da distância, também apresentando valores positivos e  $l \in J_i^k$  é o conjunto de nós que ainda não foram visitados pela formiga  $k$  que se encontra no nó  $i$ . A atualização da quantidade de feromônios nos caminhos é realizada de acordo com (2.2).

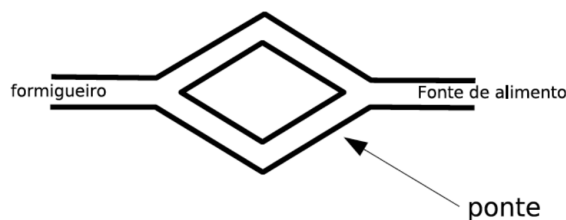
$$\tau_{ij}^{t+1} = (1 - \gamma)\tau_{ij}^t + \eta_{ij}, \quad (2.2)$$

Na Equação 2.2,  $t+1$  e  $t$  correspondem à próxima iteração e a atual, respectivamente, e  $\gamma$  é a taxa de evaporação do feromônio, apresentado valores no intervalo  $[0, 1]$ . A Figura 8 apresenta o Fluxo do ACO.

Para o funcionamento do algoritmo, determinam-se valores dos parâmetros de influência do feromônio  $\alpha$ , do parâmetro de influência da distância  $\beta$ , bem como da taxa de evaporação do feromônio  $\gamma$  e da constante de atualização do feromônio  $Q$ . Em seguida, são indicadas as posições de cada nó ao longo de dois eixos,  $x$  e  $y$ . Com as posições definidas, são calculadas as distâncias entre todos os nós  $d_{ij}$ . Conseqüentemente, obtêm-se a quantidade de feromônio dos caminhos  $\tau_{ij}$  e a atratividade dos caminhos  $\eta_{ij}$ . Deste modo, calcula-se a probabilidade  $p_{ij}^k$  de cada caminho para cada  $k$  formiga e atualiza a quantidade de feromônio nos caminhos  $\tau_{ij}^{t+1}$ . Este processo é realizado até atingir o número máximo de iterações. Após alcançar este limite, é contabilizada a distância percorrida pelas formigas e então é dado o esquemático do caminho e a menor distância encontrada.

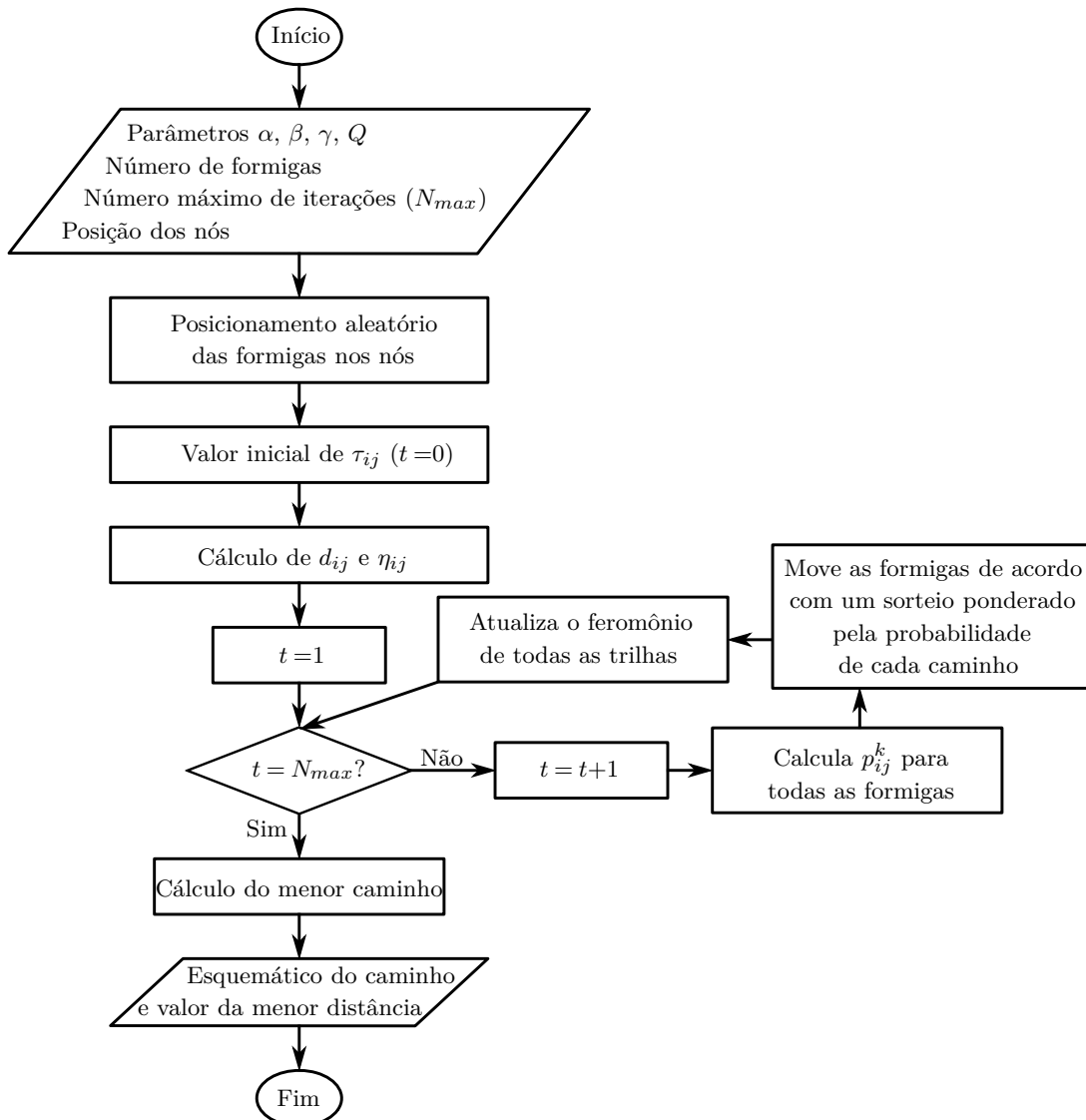
De maneira ilustrativa, a Figura 7 mostra as possibilidades dos caminhos em que as formigas podem percorrer. Tais caminhos possuem as mesmas probabilidades de serem escolhidos, dado que têm o mesmo comprimento e não há feromônio.

Figura 7 – Possíveis caminhos a serem percorridos.



Fonte: (SANTIAGO, 2015).

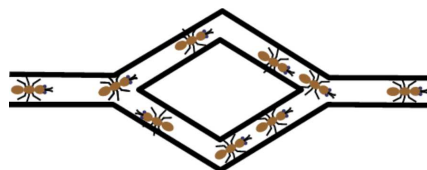
Figura 8 – Fluxograma do ACO.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 9 mostra a distribuição das formigas após a execução da primeira iteração. Nessa Figura 9, pode-se observar que, ambos os caminhos apresentam praticamente a mesma quantidade de formigas. Logo a quantidade de feromônio depositado em cada um dos caminhos são praticamente equivalentes.

Figura 9 – Distribuição das formigas após a primeira iteração.

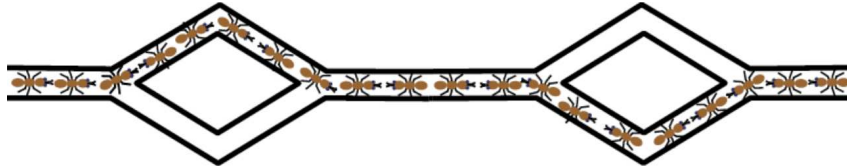


Fonte: (SANTIAGO, 2015).

Entretanto, por se tratar de um processo estocástico, há uma pequena variação da quantidade de formigas que percorreram os dois caminhos, de modo a depositarem

diferentes quantidade de feromônio. Sendo assim, um caminho apresenta uma probabilidade de ser escolhido ligeiramente maior do que o outro, mesmo apresentando os mesmos comprimentos, como pode ser observado na Figura 10.

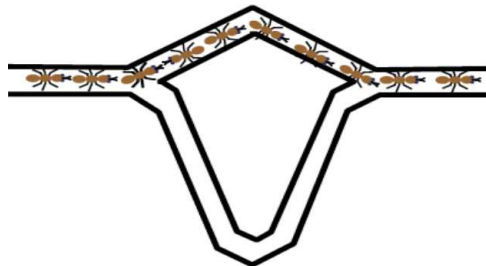
Figura 10 – Possível configuração final da distribuição das formigas para caminhos com mesmo comprimento.



Fonte: modificado de (SANTIAGO, 2015).

Entretanto, se a diferença do comprimento de um caminho para o outro for excessivamente grande, a probabilidade do menor caminho ser escolhido é incomparavelmente maior do que a do maior caminho. Este caso pode ser visto na Figura 11. Desta forma, as formigas tendem a escolher, preferencialmente, os menores caminhos.

Figura 11 – Possível configuração final da distribuição das formigas para caminhos diferentes.



Fonte: (SANTIAGO, 2015).

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dentre tantos fatores que influenciam o custo de implementação de parques *offshore*, o sistema coletor representa uma proporção significativa do investimento, pois abrange os cabos submarinos, as turbinas eólicas e as plataformas *offshore*. Um dos meios de reduzir custos é alterar a topologia do sistema, o que é feito utilizando a otimização do cabeamento de interconexão de aerogeradores por meio do método de colônias de formigas, aplicado ao problema do caixeiro viajante. O Capítulo seguinte descreve as características dos sistemas teste utilizados nesse trabalho.



### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

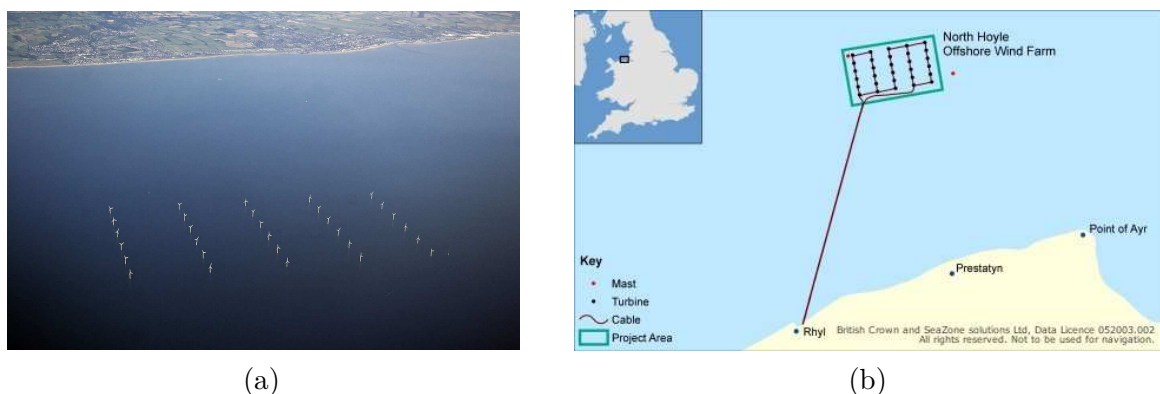
O presente Capítulo descreve as principais características de cada um dos três sistemas teste utilizados para análise do desempenho da otimização empregada neste trabalho. Esses sistemas teste correspondem aos parques *offshore* North Hoyle, Gunfleet Sands 1 e 2, bem como a planta Londo Array, os quais foram modelados com base no posicionamento dos aerogeradores para a solução do problema relacionado ao comprimento do condutor de interconexão entre os referidos geradores. As subseções seguintes descrevem estes parques.

#### 3.2 SISTEMA TESTE 1 - NORTH HOYLE

Em funcionamento desde 2003, o parque *offshore* de North Hoyle está localizado a 4 - 5 milhas (7,4 - 9,26 km) da costa norte do País de Gales, entre Rhyl e Prestatyn, e foi a primeira usina eólica com produção em grande escala no Reino Unido. Este é composto por 30 aerogeradores do modelo V80 da fabricante Vesta. Cada turbina tem 2 MW de potência, diâmetro do rotor de 80 m, com altura total de 107 m e fundação monopilar com profundidade entre 5 e 12 m, ocupando uma área de aproximadamente 10 km<sup>2</sup> (OFFSHORE, 2018b).

O projeto possui dois cabos de interconexão que une a subestação ao transformador *onshore* e outro à estação conversora HVAC-HVDC. A transmissão é realizada em média/alta tensão, de forma CA com tensão operacional de 33 kV/132 kV. O cabo submarino, de interligação é do tipo XLPE de 33 kV AC submarino com seção transversal de 185 mm<sup>2</sup>, no qual as 30 turbinas estão alocadas em uma matriz de 6 linhas × 5 colunas, conforme a Figura 12, com espaçamento 350 m entre linhas e 800 m entre colunas, totalizando o comprimento do cabeamento em 18 km (OFFSHORE, 2018b).

Figura 12 – (a) Imagem real e (b) esquemático de interconexão utilizada entre os aerogeradores da usina eólica North Hoyle.



Fonte: (a) (WIKIWAND, 2018) e (b) (YELENIC, 2016).

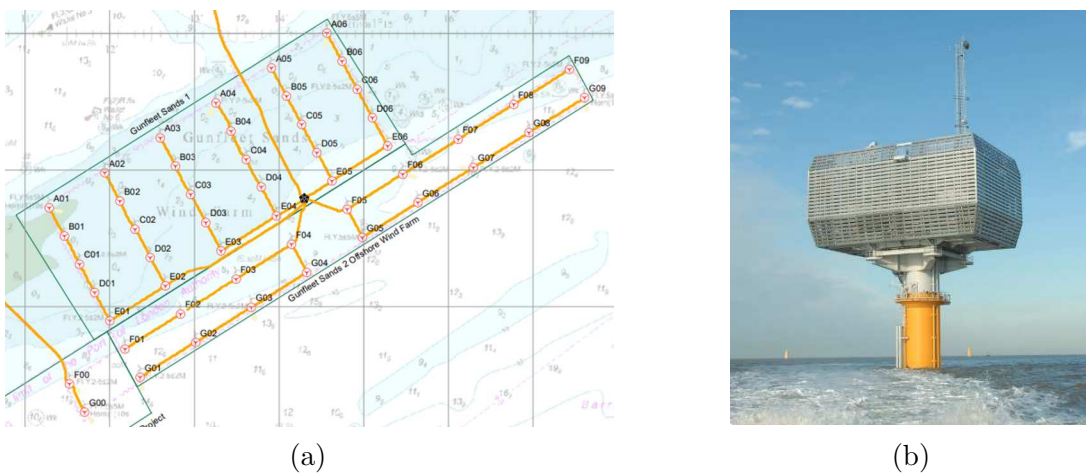
A partir destes dados, foi realizada a otimização do percurso que condutor perfaz entre os aerogeradores, formando um ciclo fechado, sem alterar o posicionamento e configuração original dos aerogeradores. Os resultados dessa otimização serão discutidos no Capítulo 4. Por fim, cabe ressaltar que o parque foi escolhido por já haver o método ACO aplicado para sua função caminho em Srikakulapu e Urunday (2016), permitindo a comparação dos resultados apresentados na referência com os obtidos neste trabalho.

### 3.3 SISTEMA TESTE 2 - GUNFLEET SANDS 1 E 2

O parque eólico *offshore* de Gunfleet Sands está localizado a, aproximadamente, 7 km a Sudeste de Claton-on-Sea na Inglaterra. A operação da usina se divide em duas fases. A primeira fase começou a produzir em 2009, contendo 30 turbinas. Logo após, a segunda fase do projeto agregou mais 18 aerogeradores, totalizando ao parque a capacidade de geração de 172,8 MW. Atualmente, está em andamento a terceira fase de expansão, o qual acrescentará 12 MW de produção (ENERGY, 2010) (OFFSHORE, 2018a).

Atualmente, o parque é composto por 48 aerogeradores, sendo todas as turbinas do modelo SWT da fabricante Siemens, com potência de 3,6 MW por turbina e diâmetro do rotor de 107 m (LIFE, 2015). Além disso, possuem altura total de 128,5 m, construídas sobre fundações monopilares com profundidade entre 2 e 15 m (PINTO, 2013), ocupando uma área de aproximadamente 16 km<sup>2</sup> (OFFSHORE, 2018b) (ENERGY, 2007). Ressalta-se ainda que esse parque utiliza o cabeamento de interconexão do modelo XLPE, operando em 33 kV CA e com três núcleos de cobre de área de seção transversal de 150 mm<sup>2</sup> cada (ENERGY, 2007).

Figura 13 – (a) Esquemático de interconexão e (b) subestação utilizada na usina eólica Gunfleet Sands.



Fonte: (a) (ENERGY, 2016) (b) (ENERGY, 2010).

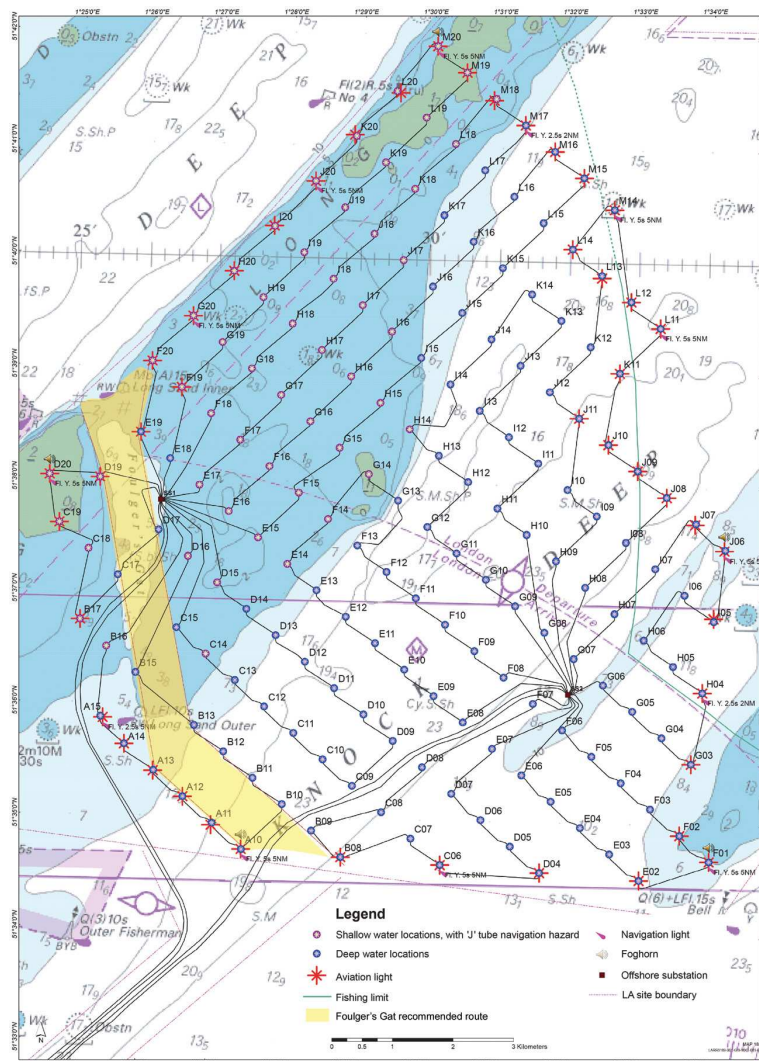
O projeto possui um cabo de interconexão que conecta a subestação *offshore* (Figura 13a) à estação conversora HVAC-HVDC, onde a transmissão é realizada em média/alta tensão, de forma alternada com tensão nominal de 33 kV/132 kV. O cabo sub-

marino de interligação é do tipo XLPE de 33 kV com seção transversal de 800 mm<sup>2</sup>. As turbinas da primeira fase estão alocadas em uma matriz de 6 linhas × 5 colunas e da segunda fase em uma matriz de 2 linhas × 9 colunas, conforme a Figura 13b, com espaçamento de 435 m entre linhas e 890 m entre colunas, totalizando o comprimento do cabeamento em 36 km

### 3.4 SISTEMA TESTE 3 - LONDON ARRAY

O parque eólico *offshore* London Array é o segundo maior do mundo, perdendo apenas para o parque, recém inaugurado, Walney Extension. A usina London Array atingiu sua plena produção de 5 TWh no ano de 2013. Este parque é um consórcio entre quatro empresas líderes mundiais em energia renovável: a E.ON, a Ørsted, a Masdar e a La Caisse de dépôt et placement du Québec (ARRAY, 2018).

Figura 14 – Esquemático de interconexão dos aerogeradores *offshore* do parque London Array.



Fonte: (ARRAY, )

Localizado no exterior do estuário do rio Tâmesa, a cerca de 20 km das costas de Kent e Essex, este parque é composto por 175 turbinas do modelo SWT da fabricante Siemens, com potência individual de 3,6 MW, diâmetro do rotor de 120 m, altura de 174 m, totalizando 630 MW e 209 km de cabeamento de interconexão entre aerogeradores. A disposição dos aerogeradores ocupam uma área de aproximadamente 107 km<sup>2</sup>, divididos em duas subestações *offshore* (OFFSHORE, 2018b).

A usina possui quatro cabos de transmissão CA que operam em 150 kV e unem as duas subestações à costa. A interligação entre os aerogeradores é realizado com o cabo do modelo XLPE de 33 kV com área da seção transversal de 150/500 mm<sup>2</sup> (OFFSHORE, 2018b). A Figura 14 apresenta o esquemático das fundações de aerogeradores *offshore*, bem como a topologia de interconexão do parque (ARRAY, ).

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apresentadas as características de todos os casos estudados, verifica-se que há três diferentes quantidades de aerogeradores e posicionamento dos mesmos. Para o primeiro caso, North Hoyle, são apenas 30 turbinas distribuídas de maneira uniforme. Já no segundo cenário, Gunfleet Sands, são 48 aerogeradores posicionados com uma geometria não convexa. Por fim, no terceiro contexto, London Array, são 175 pontos de geração alocados de maneira predominantemente uniforme. Entretanto, existem aerogeradores instalados de maneira que não seguem um padrão. Além disso, o parque London Array é composto por duas subestações. Os resultados obtidos para os três cenários e as respectivas discussões são apresentados no Capítulo seguinte.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Nesta seção, é apresentada a aplicação do método de otimização por colônia de formigas para os três parques eólicos *offshore* apresentados anteriormente, sendo estes North Hoyle, Gunfleet Sands e London Array. Em todos os casos, não foram alterados o posicionamento dos aerogeradores, cabendo apenas a otimização do percurso do cabeamento de interconexão entre as turbinas.

### 4.2 NORTH HOYLE

Após a implementação do ACO em ambiente MATLAB, realizaram-se diversas simulações de otimização do sistema teste. Para a simulação que proporcionou o melhor resultado, foram utilizados os valores dos parâmetros presentes na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros de otimização utilizados no parque North Hoyle.

Iterações	100
Quantidade de formigas	70
$\alpha$	1
$\beta$	1
$\gamma$	0,5
$Q$	1

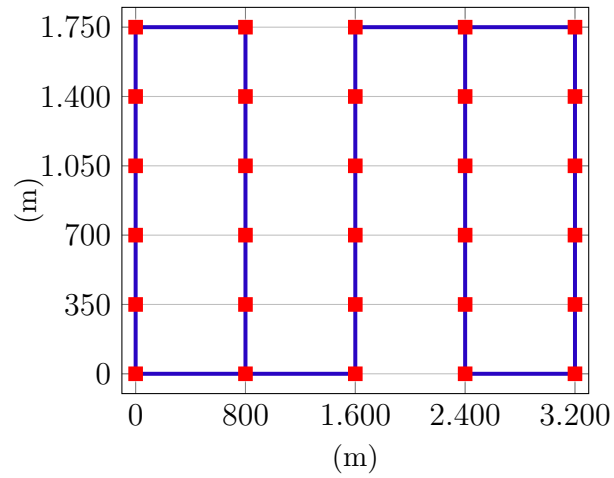
Fonte: Elaborada pelo autor.

Deste modo, a Figura 15 representa a configuração original do parque. Após, a conexão da primeira iteração é mostrada na Figura 16 e, após realizado o processo de otimização, obteve-se a conexão apresentada na Figura 17.

De acordo com a Figura 16, mesmo sem a aplicação do método de otimização, o primeiro caminho apresenta o comprimento igual a 17,795 km, ou seja, melhor do que o modelo de conexão utilizado atualmente, com redução em torno representando uma redução de, aproximadamente 1,14 %.

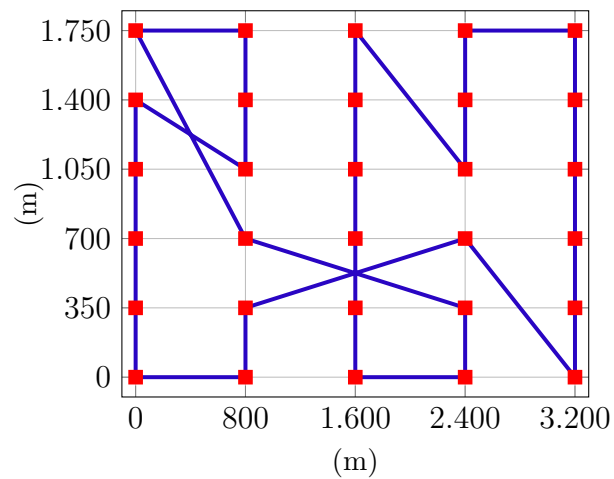
Na Figura 17, obteve-se o comprimento do condutor de conexão igual a 14,393 km, o qual apresenta uma redução de mais de 20 % em relação à topologia de conexão utilizada atualmente e de 19,12 % em relação à topologia de conexão inicial. O resultado do método de otimização, de acordo com o funcionamento do mesmo pode ser melhor observado, na Figura 18, a qual mostra a convergência da resposta.

Figura 15 – Esquemático original de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle.



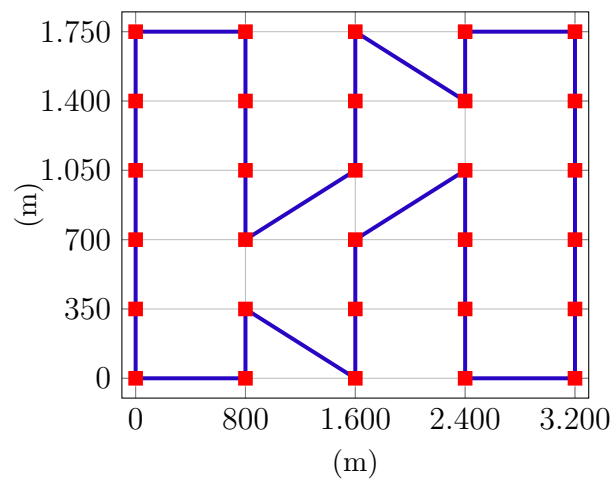
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 16 – Esquemático inicial de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle.



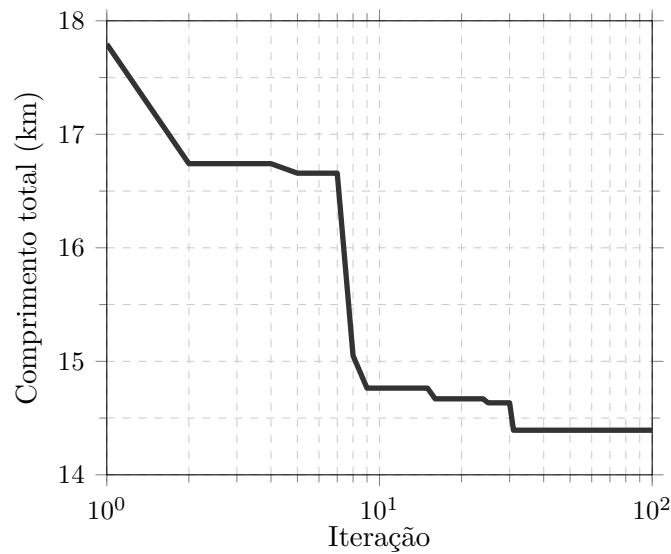
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 17 – Esquemático otimizado de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 18 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina North Hoyle.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Deste modo, pode-se considerar que o resultado obtido com a aplicação do ACO na melhoria deste problema foi bem sucedido.

Comparando-se o resultado obtido com o apresentado em (SRIKAKULAPU; URUNDADY, 2016), verifica-se que o presente trabalho alcançou melhor resultado, dado que, no referido artigo, (SRIKAKULAPU; URUNDADY, 2016), o menor comprimento foi de 14,626 km em comparação aos 14,393 km apresentado no presente documento, ou seja, houve uma redução de 1,59 %.

Ressalta-se ainda que, em Srikakulapu e Urundady (2018), para reduzir o comprimento do cabeamento, foram alterados a configuração e os espaçamentos entre os aerogeradores. O espaçamento entre as turbinas ficou em  $320 \text{ m} \times 560 \text{ m}$ , sendo aplicado para dois casos, com e sem efeito de esteira. Na simulação, que não levou em consideração o efeito esteira, manteve-se o cabeamento de  $185 \text{ mm}^2$ , totalizando 10,765 km. Já, considerando-se o efeito esteira e alterando a seção do cabo para  $120 \text{ mm}^2$ , o comprimento do cabeamento totalizou 11,63 km. Entretanto, esses valores não podem ser comparados aos apresentados no presente trabalho, por tratar-se de uma configuração e espaçamentos totalmente diferentes.

### 4.3 GUNFLEET SANDS

Após realizadas diversas simulações de otimização do sistema teste 2, para a simulação que proporcionou o melhor resultado, foram utilizados os valores dos parâmetros presentes na Tabela 5.

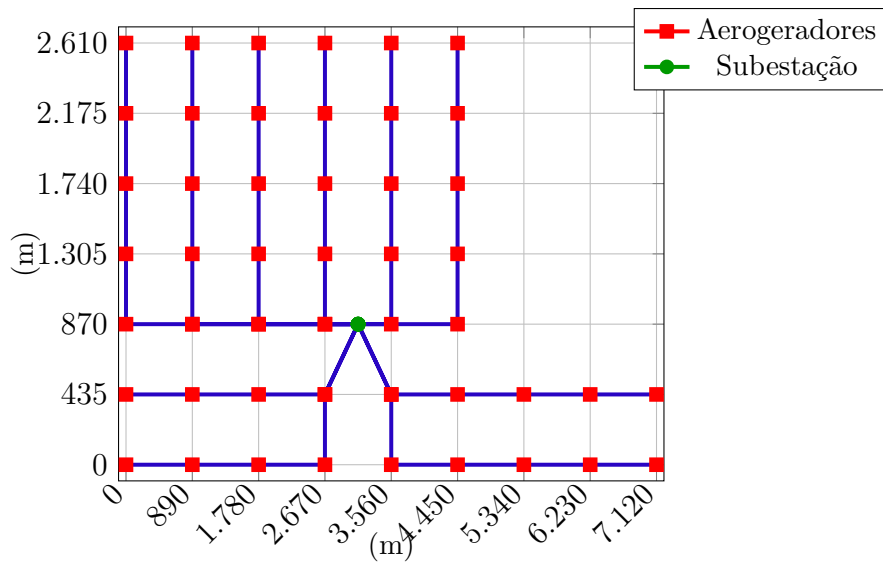
Deste modo, a configuração original do parque é mostrada na Figura 19 e a conexão da primeira iteração é mostrada na Figura 20 e, após decorridas as 120 iterações, obteve-se a conexão apresentada na Figura 21.

Tabela 5 – Parâmetros de otimização utilizados no parque Gunfleet Sands.

Iterações	120
Quantidade de formigas	80
$\alpha$	1
$\beta$	1
$\gamma$	0,4
$Q$	1

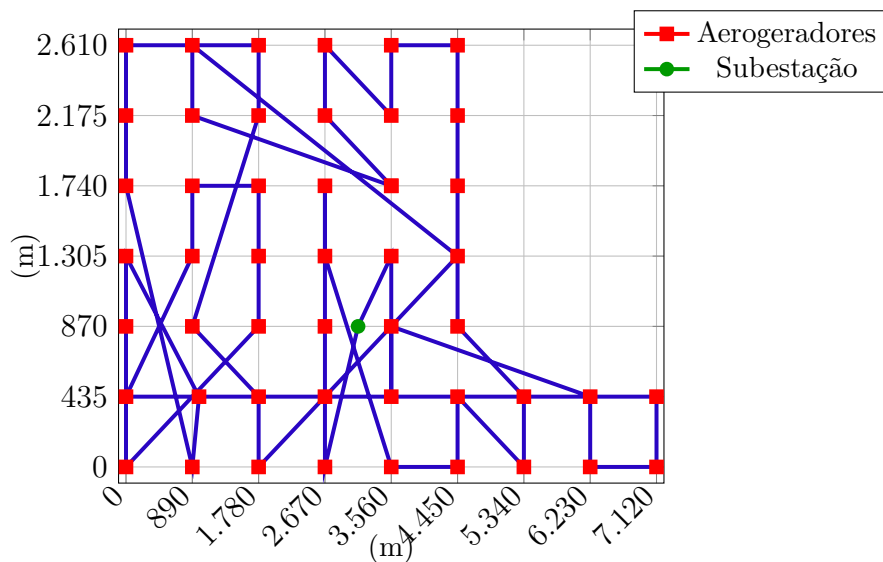
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 19 – Esquemático original de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 20 – Esquemático inicial de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands.

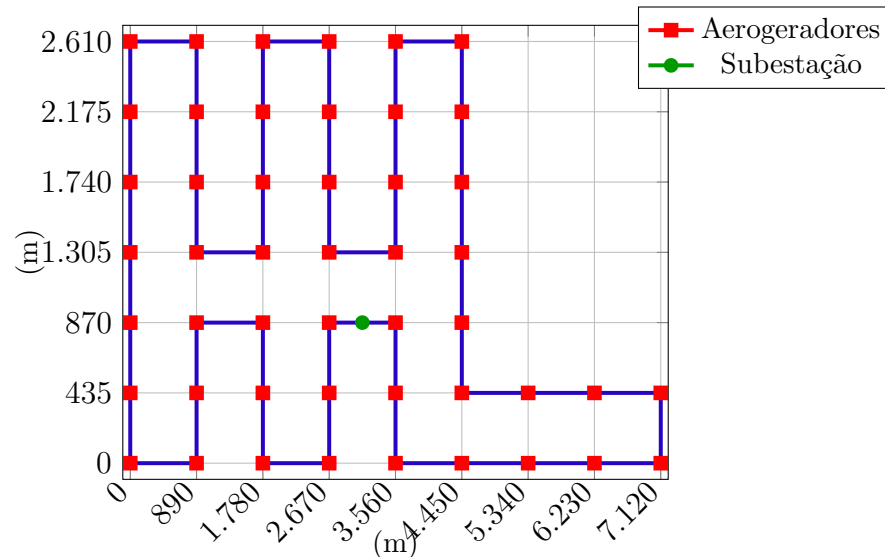


Fonte: Elaborada pelo autor.



De acordo com a Figura 20, o primeiro caminho apresenta o comprimento igual a 53,8 km, o qual não apresenta nenhuma vantagem em comparação à configuração real.

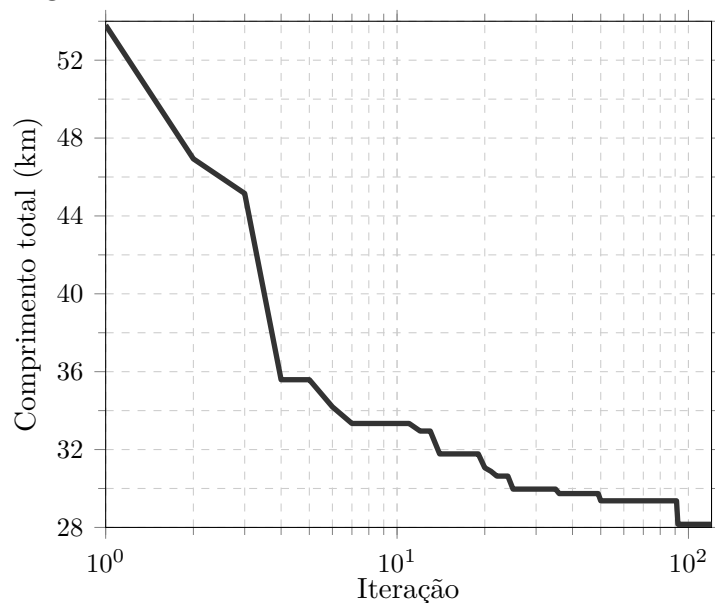
Figura 21 – Esquemático otimizado de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o resultado mostrado na Figura 21, obteve-se o comprimento do condutor de conexão igual a 28,16 km, ou seja, foi alcançada uma redução de mais de 21,7 % em relação à topologia de conexão utilizada atualmente e de 47,66 % sobre a topologia de conexão inicial. Da mesma maneira em que foi apresentado para o sistema teste 1, o resultado do método de otimização de acordo com o funcionamento do mesmo pode ser melhor observado na Figura 22.

Figura 22 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina Gunfleet Sands.



Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.4 LONDON ARRAY

Para o sistema teste mais desafiador, a simulação que proporcionou o melhor resultado foi realizada utilizando os valores dos parâmetros presentes na Tabela 6.

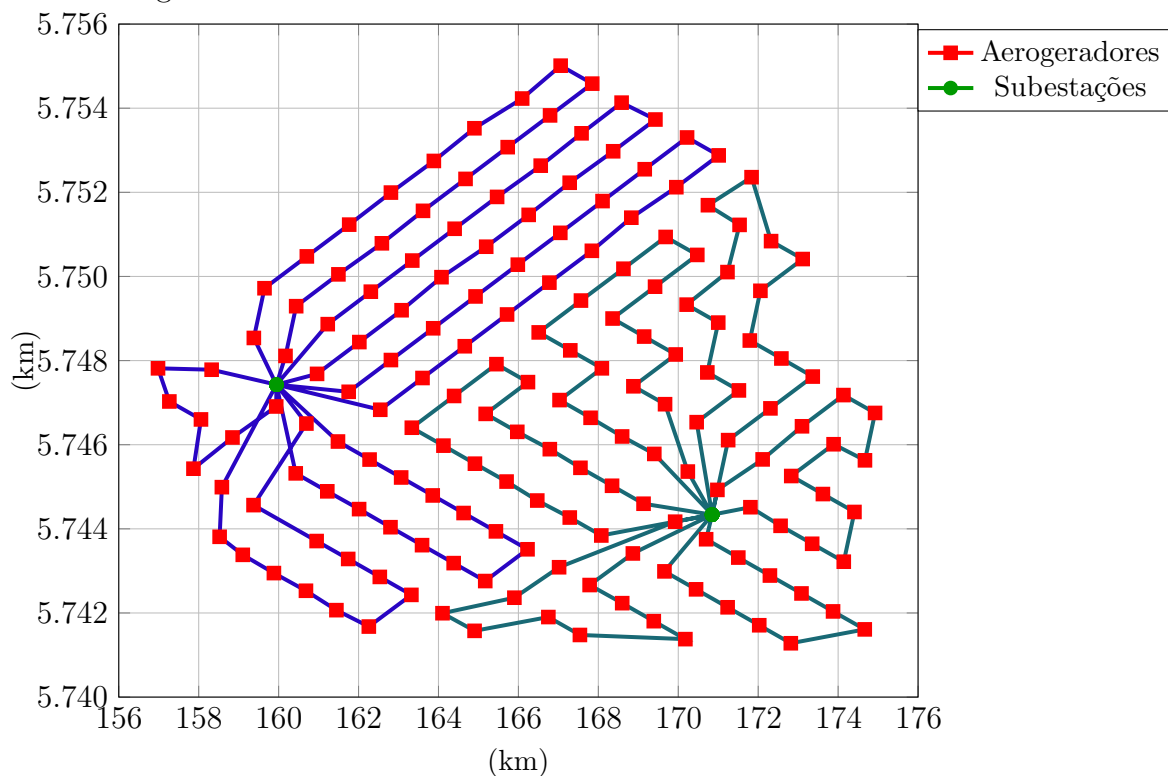
Tabela 6 – Parâmetros de otimização utilizados no parque London Array.

Iterações	250
Quantidade de formigas	120
$\alpha$	1
$\beta$	1
$\gamma$	0,65
$Q$	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

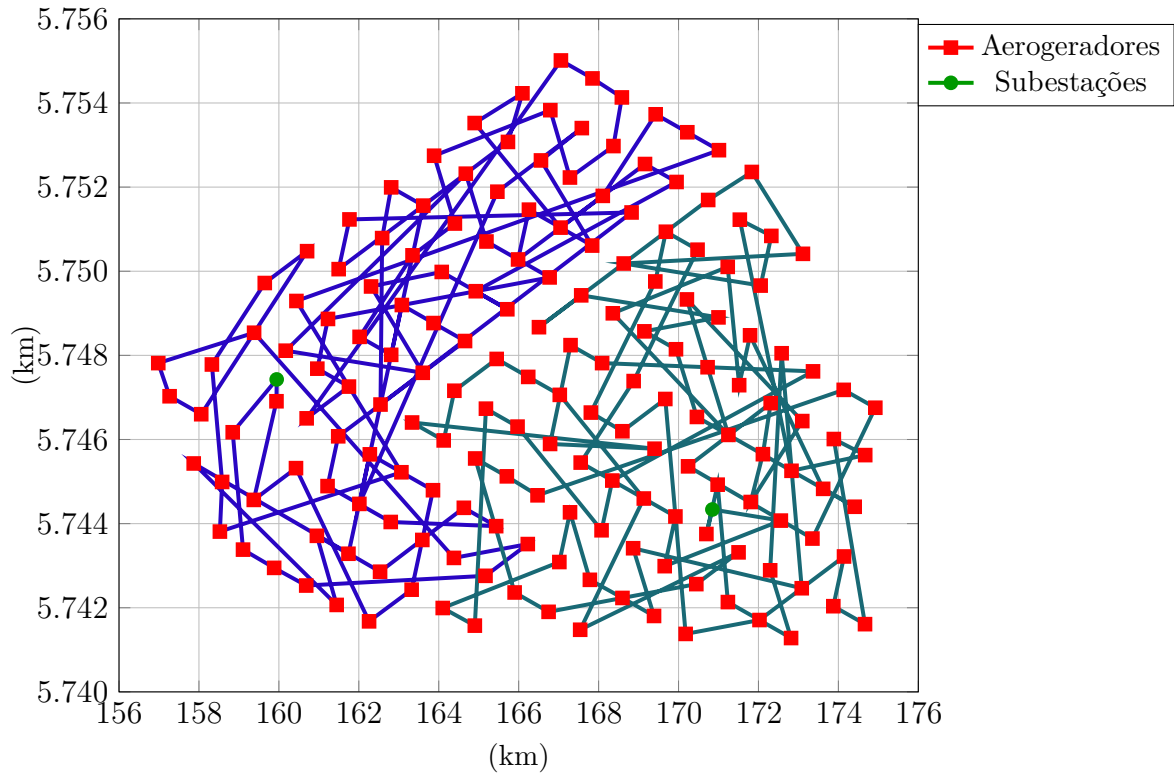
Deste modo, a Figura 23 representa a configuração original do parque, e a conexão da primeira iteração é mostrada na Figura 24 e, após decorridas as 250 iterações, obteve-se a conexão apresentada na Figura 25.

Figura 23 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático original de interconexão.



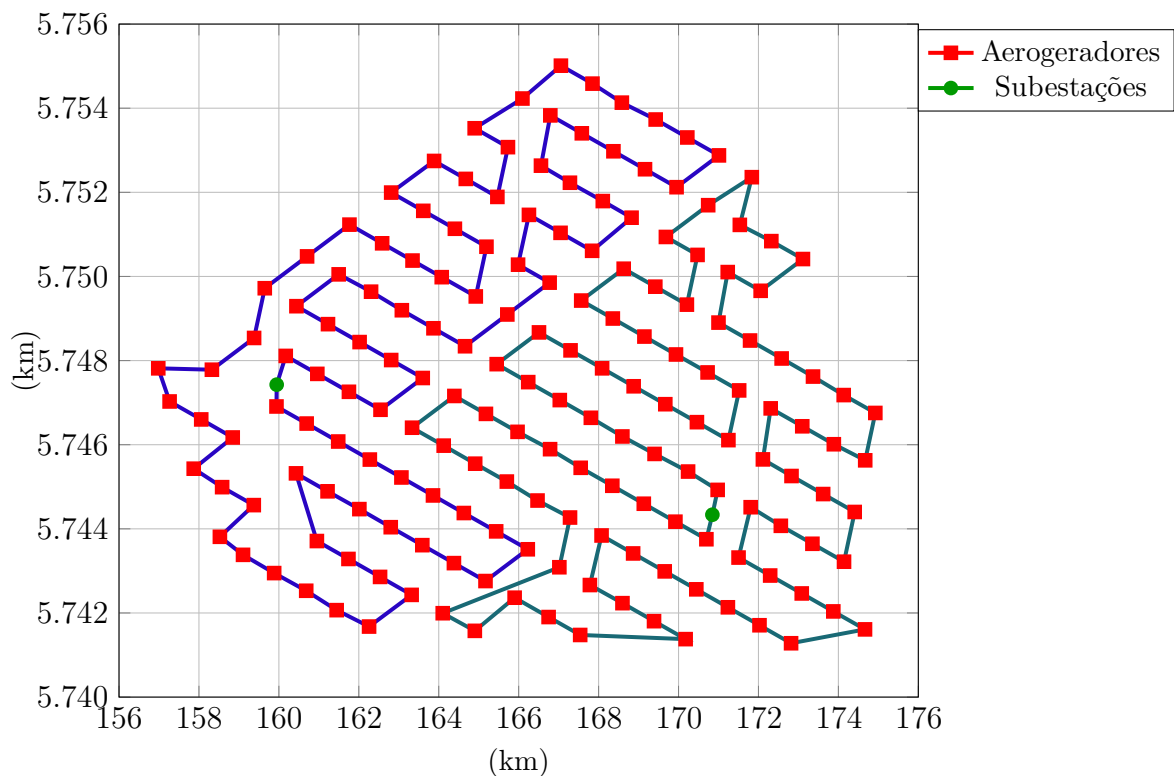
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático inicial de interconexão.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 25 – Posicionamento dos aerogeradores da usina London Array e esquemático inicial de interconexão.

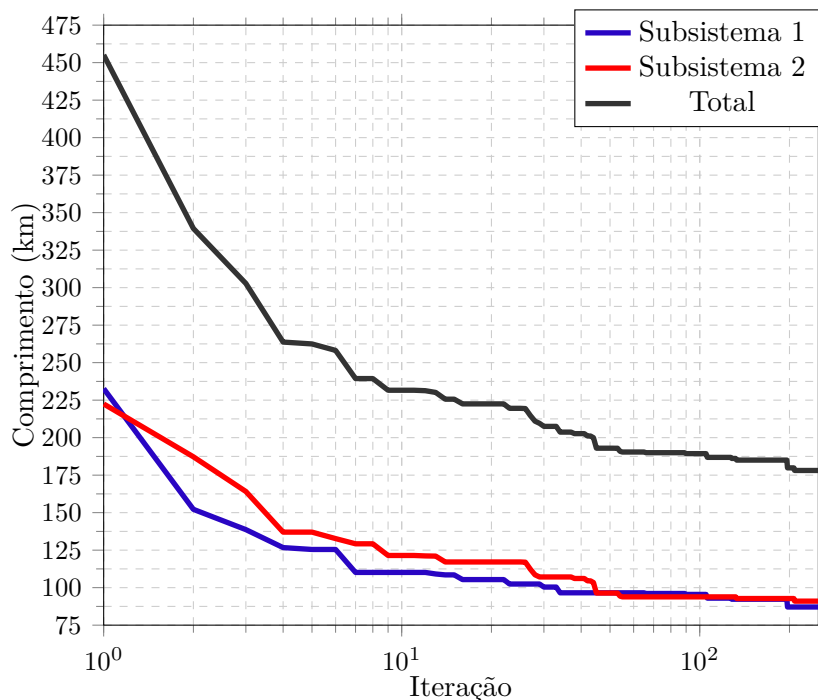


Fonte: Elaborada pelo autor.

De acordo com a Figura 24, o primeiro caminho apresenta o comprimento igual a 232,685 km para a parte 1 (subestação à esquerda da Figura 24) e 222,463 km para a parte 2 (subestação à direita da Figura 24), totalizando 455,148 km, o qual é extremamente confuso e inviável.

Já na Figura 25, obteve-se o comprimento otimizado do condutor de conexão, com valores de 87,110 km para a parte 1 (subestação à esquerda da Figura 25) e 91,007 km para a parte 2 (subestação à direita da Figura 25), ou seja, 178,117 km, o que representa uma redução de mais de 14,77 % em relação à topologia de conexão utilizada atualmente e de 60,86 % quando comparado a topologia de conexão inicial. Por fim, o resultado do método de otimização de acordo com o funcionamento do mesmo pode ser melhor observado na Figura 26.

Figura 26 – Curva de evolução do ACO na obtenção do melhor caminho de interconexão dos aerogeradores da usina London Array.



Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Tabela 7 mostra um resumo das reduções dos comprimentos dos cabos para os três casos estudados. Além disso, levando-se em consideração os dados de custo dos cabos presentes na Tabela 3 e as áreas das seções transversais de 185 mm<sup>2</sup> para o cabo do parque North Hoyle e 150 mm<sup>2</sup> para os cabos dos parques Gunfleet Sands e London Array, tem-se que o custo do cabo de 185 mm<sup>2</sup> é igual a US\$258.460,00/km, assim como uma estimativa do custos do cabo de 150 mm<sup>2</sup> seja em torno de US\$233.800,00/km. Deste modo, a Tabela 7 também apresenta a redução, em Dólar, do custo de implementação da topologia real e da apresentada neste trabalho.

Tabela 7 – Resumo dos resultados obtidos no decorrer deste documento.

Parque eólico	Comprimento do cabeamento (km)		Redução	
	Real	Presente trabalho	(%)	(US\$× 1000)
North Hoyle	18	14,39	20,06	933,04
Gunfleet Sands	36	28,16	21,78	1832,99
London Array	209	178,12	15,78	7219,74

Fonte: Elaborada pelo autor.

Vale ressaltar que os comprimentos aqui obtidos nos processos de otimização podem sofrer alterações caso os mesmos sejam implementados na prática, isso se deve ao fato deste trabalho não levar em consideração os obstáculos presentes entre os aerogeradores e a variação de profundidade no qual os cabos foram instalados. Mesmo não considerando estes fatores, é pouco provável que isso afete tão fortemente a ponto de inviabilizar os caminhos apresentados neste documento.



## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho abordou a otimização do cabeamento de interconexão entre aerogeradores de três parques eólicos *offshore*, sendo estes North Hoyle, Gunfleet Sands 1 e 2 e London Array. Para isso, estudou-se o método de otimização baseado no comportamento de formigas, o algoritmo de otimização de colônia de formigas, conhecido como ACO. Além disso, foi realizada uma revisão sobre o tema e sobre os custos de implantação de parques *offshore*.

Para que fosse possível realizar as otimizações dos percursos, foram obtidos os espaçamentos, para os parques North Hoyle e Gunfleet Sands 1 e 2, e as posições de todos os aerogeradores do parque London Array. Também, foram obtidos os comprimentos reais do cabeamento em cada um dos parques. Desta forma foi possível analisar, comparar e apresentar os resultados alcançados neste trabalho, tanto em termos de redução do comprimento quanto em termos monetários.

Sendo assim, para o parque North Hoyle conseguiu-se uma redução de 20,06 % do comprimento real, partindo de 18 km para 14,39 km, o que proporciona uma redução de US\$ 933.040,00. Já para o parque Gunfleet Sands, alcançou-se uma redução de 21,78 %, de 36 km para 28,16 km, representando uma economia de US\$ 1.832.990,00. Por fim, para o parque London Array, obteve-se uma redução de 15,78 %, representando uma variação de 209 km para 178,12 km, o que é equivalente a uma diferença de US\$ 7.219.740,00. Vale ressaltar que estes valores têm como base o apresentado em Srikakulapu e Urundady (2018).

Diante destes resultados, verifica-se que o método ACO apresentou boas soluções e pode ser utilizado para resolver diversos problemas que envolvem encontrar o menor caminho, bastando configurar os parâmetros de otimização e informar as posições dos pontos de interesse.

### 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros citam-se:

- Considerar o relevo do terreno onde estão instalados os aerogeradores e realizar otimização em três dimensões (longitude, latitude e altitude); e
- Analisar se é necessário alterar a seção do cabeamento de interconexão devido a mudança da topologia de interconexão.





## REFERÊNCIAS

- ARRAY, L. *London Array - Operations and Maintenance*. [S.l.]. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 42.
- ARRAY, L. *Who's behind London Array?* 2018. Disponível em: <<http://www.londonarray.com/>>. Citado na página 41.
- ASSOCIATION, W. S. *Steel solutions in the green economy - Wind turbines*. [S.l.]: World Steel, 2012. Citado na página 29.
- ELKINTON, C. N.; MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Offshore wind farm layout optimization (owflo) project: Preliminary results. *AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, v. 44, p. 1–9, 2006. Citado na página 22.
- ENERGIA, C. *História da Energia Elétrica*. 2018. Disponível em: <<https://www.cpf.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/historia-da-energia/Paginas/default.aspx>>. Citado na página 21.
- ENERGIA, M. de Minas e. *Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito*. 2017. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&catid=3](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=3)>. Citado na página 21.
- ENERGY, D. *Gunfleet Sands 2 Offshore Wind Farm Environmental Statement*. 2007. Disponível em: <<https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/GunfleetSands2-ES-2007.pdf>>. Citado na página 40.
- ENERGY, D. *Gunfleet Sands 1 & 2*. [S.l.], 2010. Disponível em: <[www.dongenergy.com/gunfleetsands](http://www.dongenergy.com/gunfleetsands)>. Citado na página 40.
- ENERGY, D. *Gunfleet Sands Offshore Wind Farm*. [S.l.], 2016. Citado na página 40.
- FARIAS, L. M.; SELLITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. *Revista Liberato*, 2011. Citado na página 27.
- GIL, M. D. P.; DÍAZ-GONZ, J. D.-G. and F.; GOMIS-BELLMUNT, O. Feasibility analysis of offshore wind power plants with dc collection grid. *Renewable Energy*, v. 78, p. 467–477, 2015. Citado na página 24.
- JUNGINGER, M.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W. C. Cost reduction prospects for offshore wind farms. *Wind Engineering*, v. 28, n. 1, p. 97–118, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 28.
- JUNGINGER, M.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W. C. Cost reduction prospects for offshore wind farms. *Wind Engineering*, v. 28, n. 1, p. 97–118, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- LIFE, S. I. for. *Wind Turbine SWT-3.6-107*. [S.l.], 2015. Disponível em: <[siemens.com/wind](http://siemens.com/wind)>. Citado na página 40.
- NANDIGAM, M.; DHALI, S. K. Optimal design of an offshore wind farm layout. *International Symposium on Power Electronics*, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 28.

- NANDIGAM, M.; DHALI, S. K. Optimal design of an offshore wind farm layout. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, p. 1470–1474, 2008. Citado na página 22.
- OFFSHORE, C. *4C Offshore - Gunfleet Sands Offshore Wind Farm*. 2018. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/windfarms/gunfleet-sands--united-kingdom-uk07.html>>. Citado na página 40.
- OFFSHORE, C. *4C Offshore - North Hoyle Offshore Wind Farm*. 2018. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/windfarms/north-hoyle-united-kingdom-uk16.html>>. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 42.
- OLIVEIRA, K. L. M. de. *Otimização da Rede Coletora de Média Tensão de Parques Eólicos Utilizando um Algoritmo Genético Modificado*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- PÉREZ, B.; MÍNGUEZ, R.; GUANCHE, R. Offshore wind farm layout optimization using mathematical programming techniques. *Renewable Energy*, v. 53, p. 389–399, 2013. Citado na página 23.
- PINTO, M. de O. *Fundamentos de Energia Eólica*. [S.l.]: Rio de Janeiro, 2013. Citado 7 vezes nas páginas 21, 27, 28, 29, 32, 33 e 40.
- RIBEIRO, L. *Brasil ocupa oitavo lugar no ranking mundial de produção de energia eólica*. [S.l.], 2018. Disponível em: <[https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2018/02/26/internas\\_economia,940112/brasil-ocupa-8-lugar-no-ranking-mundial-de-producao-de-energia-eolica.shtml](https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2018/02/26/internas_economia,940112/brasil-ocupa-8-lugar-no-ranking-mundial-de-producao-de-energia-eolica.shtml)>. Citado na página 21.
- SANTIAGO, P. H. R. *Método GRASP e ACO em Otimização*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas - Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 35, 36, 37 e 38.
- SECCO, G. P. *Procedimento para Estudo de Coordenação das Proteções Elétricas em Centrais de Geração Eólica*. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- SHEPHERD, D. G. *Historical Development of the Windmill*. 2014. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.656.3199&rep=rep1&type=pdf>>. Citado na página 21.
- SILVA Ênio Peres da. *Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia*. [S.l.]: Chesf: Brascep Engenharia, 1987. v. 1. Caracterização e potencial – v. 2. Tecnologias – v. 3. Planejamento – v. 4. Resumo. Citado na página 21.
- SILVA, J. R. C. da. *Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília - Faculdade UnB Gama - Faculdade de Tecnologia - Programa de Pós-Graduação em Integridade de Materiais de Engenharia, 2014. Citado na página 23.

- SILVA, L. C. S. da; SILVA, E. C. S. da; PALHARES, P. E. L. Otimização de rotas: uma aplicação do problema de caminho mais curto em uma loja de eletrodomésticos. *VEREDAS - Revista Eletrônica de Ciências*, v. 9, n. 1, p. 5–20, 2016. Citado na página 34.
- SRIKAKULAPU, R.; URUNDADY, V. Optimal design of collector topology for offshore wind farm based on ant colony optimization approach. *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, p. 1–6, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 45.
- SRIKAKULAPU, R.; URUNDADY, V. 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, p. 1181–1192, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 24, 33, 45 e 53.
- TAVARES, B. J. L. *Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC*. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010. Citado na página 22.
- TERCIOTE, R. *Eficiência Energética de um Sistema Eólico Isolado*. [S.l.], 2002. Disponível em: <<https://www.feagri.unicamp.br/energia/agrener2002/jdownloads/pdf/0100.pdf>>. Citado na página 27.
- WIKIWAND. *North Hoyle Offshore Wind Farm*. 2018. Disponível em: <[http://www.wikiwand.com/en/North\\_Hoyle\\_Offshore\\_Wind\\_Farm](http://www.wikiwand.com/en/North_Hoyle_Offshore_Wind_Farm)>. Citado na página 39.
- YANG, X.-S. *Nature-Inspired Optimization Algorithms*. 1. ed. [S.l.]: Elsevier, 2014. Citado na página 36.
- YELENIC, M. *Case study: North Hoyle Offshore wind farm*. 2016. Disponível em: <<http://coastalenergyandenvironment.web.unc.edu/ocean-energy-generating-technologies/offshore-wind-energy/offshore-wind-farm-case-studies/case-study-north-hoyle-offshore-wind-farm/>>. Citado na página 39.