

## OTIMIZAÇÃO E ANÁLISE RAM DE PARQUE EÓLICO OFFSHORE

Leonardo Suzano Terra, Mestrando Universidade de São Paulo

### RESUMO

Este trabalho executa uma otimização da configuração de um parque eólico offshore formado por turbinas eólicas flutuantes para águas profundas, que geram energia para utilização em plataformas tipo FPSO. Essa otimização é realizada por método dos algoritmos genéticos, visando obter a configuração e recursos de manutenção ótimos, com as funções de mérito a serem otimizadas sendo a disponibilidade segundo a demanda de uma FPSO durante sua vida útil (a ser maximizada) e custo total (a ser minimizado) do parque eólico. As funções de mérito são obtidas através de uma análise RAM, efetuada por uma simulação de monte carlo com os dados de entrada sendo as quantidades de equipes e embarcações de manutenção, dos sobressalentes de peças de reposição e da quantidade de turbinas do parque. Foram utilizadas taxas de falha e reparo com distribuição exponencial de turbinas em parque eólicos offshore como referência para a modelagem do parque na análise RAM. A simulação foi efetuada através de um algoritmo desenvolvido no MATLAB contendo as rotinas de análise RAM e otimização. Esta análise demonstrou que a quantidade de peças de reposição, bem como a quantidade de turbinas são os principais parâmetros influenciadores das funções de mérito. Também concluiu-se que se faz necessária a otimização do parque eólico ano a ano, uma vez que a demanda energética da FPSO permite o comissionamento e descomissionamento de turbinas e equipes com quantidades variáveis.

### 1. INTRODUÇÃO

A finalidade deste trabalho é a otimização da configuração de um parque eólico offshore formado por turbinas eólicas flutuantes para águas profundas, que geram energia para utilização em plataformas tipo FPSO. Sabendo que a operação e manutenção de parques eólicos offshore chegam a representar até 40% dos custos totais em sua vida útil [1], o trabalho propõe o estudo da estratégia de manutenção a ser seguida para minimizar os custos operacionais através de uma otimização pelo método de Algoritmos Genéticos (AG), baseando-se nos resultados da análise RAM, pelo método da Simulação de Monte Carlo, do parque eólico. As funções de mérito a serem otimizadas serão a disponibilidade (a ser maximizada) e custo total (a ser minimizado) do parque eólico. Como resultado, busca-se as quantidades ótimas de equipes e embarcações de manutenção, além dos sobressalentes de peças de reposição e da quantidade de turbinas do parque.

É reconhecido que ainda são escassos os bancos de dados com as taxas de falha e reparo para turbinas eólicas offshore flutuantes e, quando disponíveis apresentam forma de classificação e taxonomia diferentes. Assim, para determinação das taxas de falhas e reparos utilizadas para cada subsistema da turbina objeto deste estudo, foram consultadas referências bibliográficas [3, 4, 5 e 6] contendo bancos de dados para turbinas onshore, bancos de dados para turbinas offshore flutuantes além de bancos de dados para estruturas flutuantes de outros tipos, utilizando os valores máximos encontrados na literatura.

### 2. DESCRIÇÃO

#### 2.1 Análise RAM

A rotina foi desenvolvida utilizando-se a técnica de Simulação de Monte Carlo pelo método da transformada inversa, realizada de forma direta [2], onde as transições do sistema são efetuadas amostrando diretamente os tempos de todas as transições possíveis de todas as turbinas, organizando estas transições em ordem crescente

de tempo de ocorrência, prevendo o histórico de falhas no tempo missão. Assim, quando uma turbina sofre falha, esta turbina não produzirá energia até a manutenção efetuar o reparo do componente. Foram utilizadas taxas de falha e reparo com distribuição exponencial para a Simulação de Monte Carlo da análise RAM.

Na primeira etapa deste trabalho, a turbina foi considerada com seus subsistemas em série, de maneira que a somatória das taxas de falha de cada subsistema para cada tipo de falha (pequeno reparo, grande reparo e substituição), geram a taxa de falha da turbina. o que pode ser observado através da Tabela 1. Essa tabela apresenta também as taxas de reparos da mesma forma, ou seja, valores de pequenos e grandes reparos e para substituição de cada subsistema, além da somatória representando a turbina.

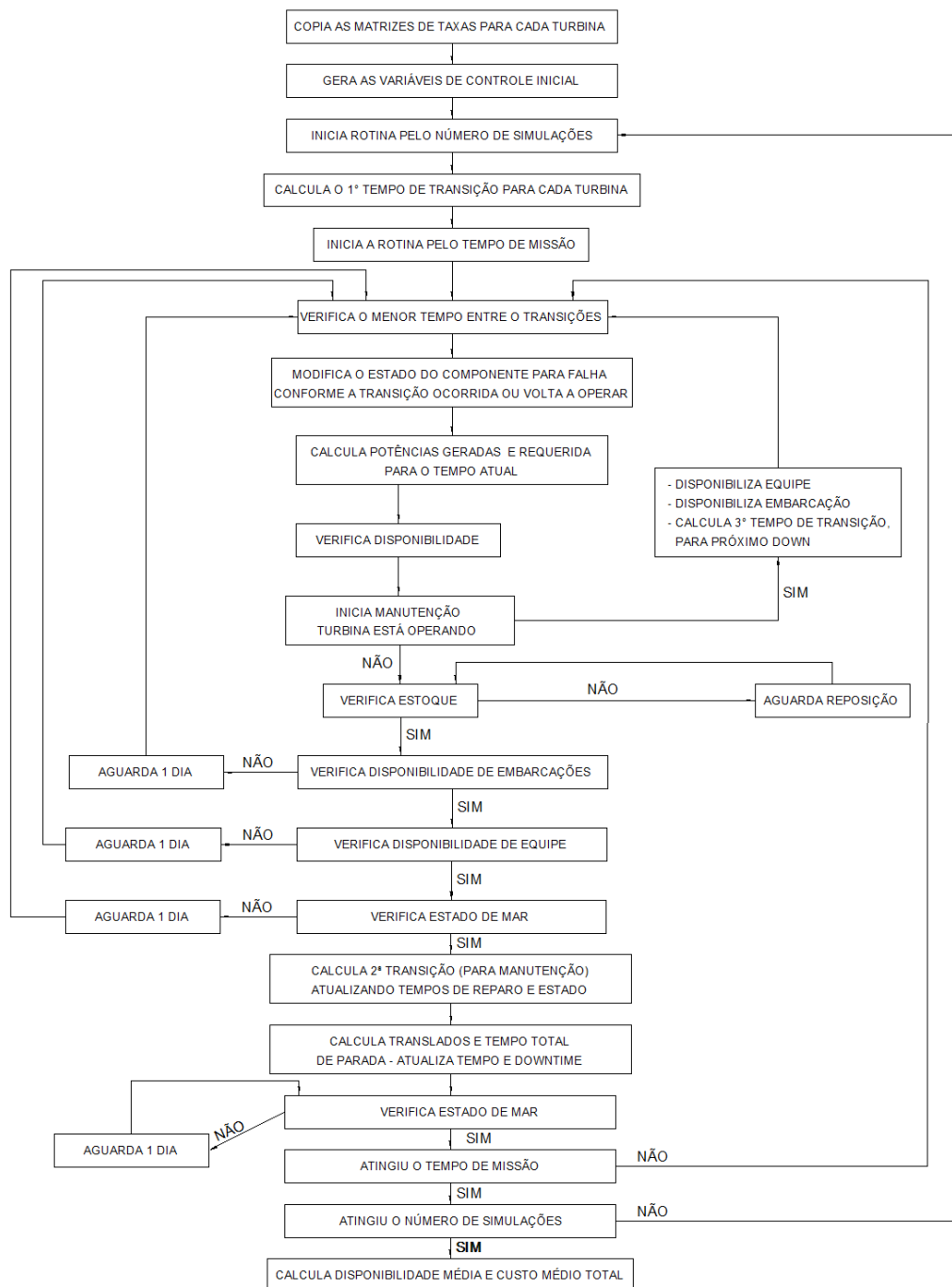
**Tabela 1 - Taxas de falha e reparo baseadas nas bibliografias [3, 4, 5 e 6]**

Falhas/Turbina/Hora								
Tipo de falha	Pás e hub	Sistema de guinada (yaw)	Estrutura suporte	Sistema hidráulico de pitch	Trem de transmissão e freio	Gerador	Comp. eletrônicos	SOMA
Pequeno Reparo	8,05E-05	2,08E-05	1,79E-04	1,90E-04	1,35E-05	9,01E-05	1,82E-04	7,559E-04
Grande Reparo	5,48E-06	6,85E-07	1,55E-05	2,60E-05	1,16E-06	3,74E-05	3,17E-05	1,179E-04
Substituição	2,28E-07	1,14E-07	1,14E-07	1,14E-07	4,72E-06	1,08E-05	1,26E-06	1,735E-05

Reparos/Turbina/Hora								
Tipo de falha	Pás e hub	Sistema de guinada (yaw)	Estrutura suporte	Sistema hidráulico de pitch	Trem de transmissão e freio	Gerador	Comp. eletrônicos	SOMA
Pequeno Reparo	6,28E-03	1,60E-03	5,02E-03	5,02E-03	1,71E-03	3,42E-03	1,20E-02	1,200E-02
Grande Reparo	6,96E-03	2,28E-03	3,42E-03	5,37E-03	2,51E-03	4,34E-03	1,06E-02	1,060E-02
Substituição	6,69E-02	5,59E-03	4,11E-03	2,85E-03	2,64E-02	9,25E-03	2,72E-02	2,720E-02

O algoritmo da simulação pode ser observado na Figura 1, que começa verificando-se a disponibilidade do parque com todas as turbinas operando e, através da distribuição de probabilidade do tempo de falha de cada turbina (obtida através das taxas de falha), gera-se instantes aleatórios para todas as transições de estado (de operando para falha) possíveis para cada turbina. A forma da matriz de transição de estados pode ser vista na Tabela 2. Os instantes de transição de estado são organizados em ordem crescente na linha de tempo. A seguir é selecionado o menor tempo de transição para a referida turbina, modificando seu estado de “operacional” para “estado de falha”, afetando a disponibilidade do parque, já que a turbina não produzirá energia até que sua manutenção seja efetuada.

**Figura 1 - Algoritmo da análise RAM****Tabela 2 - Forma da Matriz Transição de Estados**

Matriz Transição	Operação	Falha		
	Pleno	Pequeno Reparo	Grande Reparo	Substituição
Pleno	0	7,559E-04	1,179E-04	1,735E-05
Pequeno Reparo	1,200E-02	0	0	0
Grande Reparo	1,060E-02	0	0	0
Substituição	2,720E-02	0	0	0

O processo de manutenção começa verificando-se a disponibilidade de peças de reposição, a disponibilidade de embarcações e a disponibilidade de equipes de manutenção; considera-se também o tempo necessário para a disponibilização destes itens. Quando houver disponibilidade de todos os itens necessários à manutenção, verifica-se o estado de mar em um dado instante, avaliando-se a possibilidade de liberação das embarcações para o trânsito até a turbina em estado de falha.

Com a liberação da embarcação, o tempo de traslado até a turbina é calculado, dando início ao reparo da turbina. Cumprido o tempo de reparo (gerado através da distribuição de probabilidade de tempo de reparo da turbina), uma nova transição de estado é efetuada para o sistema, passando seu estado de “falha” para “operacional”.

Com a turbina novamente em operação, será amostrado um novo instante de falha para o sistema, atualizando então a linha de tempo para incluir esta nova transição ao conjunto de transições de estado. A rotina é repetida até que se complete o tempo de missão, verificando sempre as manutenções necessárias na ordem crescente dos instantes de falha.

O valor de disponibilidade média é calculado ao se completar o número total de simulações, juntamente com o custo médio total da operação e manutenção do parque eólico offshore. O atendimento total da demanda da plataforma será utilizado como critério de disponibilidade do parque, ou seja, o parque será considerado disponível ao atender integralmente a demanda energética da plataforma FPSO. Os dados de entrada do parque eólico offshore são: a quantidade de peças de reposição, a quantidade de cada tipo de equipe de manutenção (pequeno reparo, grande reparo e substituição), a quantidade de cada tipo de embarcação (CVT, PSV e Heavy-Lift Deep Water), além da quantidade de turbinas.

Para efeitos comparativos entre os custos totais de cada configuração de parque, a rotina de análise RAM leva em consideração o custo estipulado para a instalação de cada turbina, os custos de afretamento para cada tipo de embarcação necessária à cada tipo de falha, bem como os custos das equipes de manutenção. O custo utilizado para a instalação de uma turbina veio da referência [7], onde é descrito o custo para uma turbina eólica offshore fixa, de 10 MW (R\$ 79.200.000,00). Este valor será adotado com um multiplicador de 10, já que a distância da costa, profundidade e capacidade de geração da turbina do parque estudado são superiores às desta referência.

Os custos de afretamento de embarcações foram levantados através de pesquisa realizada no canal de fornecedores da Petrobras, fonte: “Histórico e projeções em contratos | Canal Fornecedor Petrobras (<https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/historico-e-projecoes-em-contratos/>)”, por exemplo na licitação 7003416026 onde os custos de afretamento de embarcações do tipo PSV OSRV foi informado em US\$ 17.524,34 por dia. Os valores utilizados para os custos de afretamento por embarcações são mostrados na Tabela 3.

Os custos de equipes de manutenção foram levantados com dados de editais de concursos de cargos técnicos da Petrobras, selecionando técnicos de manutenção offshore com os níveis Júnior, Pleno e de Supervisão (veja “<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/carreiras/concursos/>”). As quantidades de profissionais por tipo de manutenção seguem as indicações máximas vistas em [6], sendo estipulada a quantidade de um supervisor a cada cinco profissionais por equipe. Os valores de custos por profissional foram dobrados em relação aos salários praticados, considerando assim uma estimativa de encargos, além de acréscimo de 33% para trabalhos embarcados. Estas estimativas são mostradas na Tabela 4 e Tabela 5.

**Tabela 3 - Valores Utilizados para frete diário de embarcações**

	CTV	PSV	Heavy-Lift (Deep Water)
Frete ((€/dia)	3.500 €	14.515 €	180.000 €

**Tabela 4 - Valores Utilizados para profissionais por função**

Técnico de Manutenção	Salário	Aditivo	Anual	Corrigido	Custo em € (mensal)
Júnior	R\$ 4.500,00	R\$ 5.985,00	R\$ 155.610,00	R\$ 12.967,50	2.026 €
Pleno	R\$ 6.800,00	R\$ 9.044,00	R\$ 235.144,00	R\$ 19.595,33	3.062 €
Supervisor	R\$ 9.200,00	R\$ 12.236,00	R\$ 318.136,00	R\$ 26.511,33	4.142 €

**Tabela 5 - Valores Utilizados por tipo de equipe de manutenção**

Equipe	Qtd. Tec. (Carrol 2015)	Salário				Valor (Tempo de Missão)
		Técnico Júnior (50%)	Técnico Pleno (50%)	Supervisor	Valor Total (mês)	
Pequeno Reparo	3	2.026 €	3.062 €	4.142 €	9.230 €	2.769.102 €
Grande Reparo	5	4.052 €	6.124 €	4.142 €	14.318 €	4.295.484 €
Substituição	20	16.209 €	29.087 €	16.570 €	61.866 €	18.559.734 €

## 2.2 Otimização por Algoritmos Genéticos

A referência [1], indica que a operação e manutenção (O&M) de parques eólicos offshore chegam a representar até 40% dos custos totais em sua vida útil. Perante a necessidade de se estudar cuidadosamente a estratégia de manutenção a ser seguida para minimizar os custos de operação, elaborou-se uma otimização pelo método dos Algoritmo Genético (AG), baseando-se nos resultados da análise RAM do parque eólico, com as funções de mérito sendo a disponibilidade (a ser maximizada) e o custo total (a ser minimizado) de um indivíduo (definido como sendo o parque eólico).

Os parâmetros (genes) que serão objeto de estudo da otimização são: quantidade de peças de reposição, quantidade de cada tipo de equipe de manutenção (pequeno reparo, grande reparo e substituição), quantidade de cada tipo de embarcação (CVT, PSV e Heavy-Lift Deep Water), além da quantidade de turbinas. Assim, os indivíduos são representados segundo descrito pela Tabela 6.

A rotina de otimização desenvolvida utilizou um algoritmo genético em que a população de indivíduos é submetida a uma seleção por meio de ranking das avaliações, diminuindo a chance de uma conversão prematura da base de genes. A seleção de pais por ranking, descrita por [8], é um método de seleção que evita a convergência prematura e a dominância de um super indivíduo. O ranking combinado com o sistema de roleta viciada completa o sistema de seleção de pais para a etapa dos operadores genéticos, sendo utilizados dois operadores, recombinação (crossover) e mutação.

O operador de crossover é efetuado com um único ponto de corte, em que a probabilidade de recombinação é de 97%. Já o operador de mutação tem probabilidade de execução de 3% para cada indivíduo. Além dos operadores genéticos, foi também efetuado um processo de elitismo, onde são mantidos os dois melhores valores de cada avaliação da geração anterior, preservando os genes geradores destas avaliações.

**Tabela 6 - Genes do indivíduo no Algoritmo Genético (AG)**

Genes	Descrição	Valor Mínimo	Valor Máximo	Divisões
Nb_turb	Qtd. de Turbinas	8 {Demanda Média / (Pot. da Turbina * Fator de Capacidade)}	20 {Demanda Máxima / (Pot. Da Turbina * Fator de Capacidade)} * 1,50	12
nb_vessel_A	Qtd. de Embarcações tipo CTV	1	5	4
nb_vessel_B	Qtd. de Embarcações tipo SV	1	5	4
nb_vessel_C	Qtd. de Bem. tipo Heavy-Lift/Deep-Water vessel	1	5	4
nb_equip_A	Qtd. de Equipes p/ Pequ. Reparo	1	5	4
nb_equip_B	Qtd. de Equipes p/ Grande Reparo	1	5	4
nb_equip_C	Qtd. de Equipes p/ Substituição	1	5	4
nb_spare	Qtd. Peças de Reposição de cada Componente	1	10	9
qtd_replace_spare	Qtd. Peças Iniciais no estoque para cada componente	0	10	10

Preliminarmente, a quantidade de 20 gerações foi utilizada como critério de parada, gerando a Fronteira de Pareto contendo os indivíduos não dominados. Posteriormente será implementado o critério de parada de não melhora das funções de mérito dos indivíduos não dominados durante três gerações.

### 3. RESULTADOS PRELIMINARES OBTIDOS

Analisando os resultados preliminares, verificou-se que o Fator de Capacidade (Fc) ainda necessita de confirmação sobre quais itens foram levados em consideração para sua definição: se fatores ambientais, eficiência do conjunto e disponibilidade do equipamento fazem parte do critério considerado, uma vez que o critério de disponibilidade já faz parte da simulação da análise RAM e não deve ser considerado duas vezes.

O gene relativo ao número de turbinas do parque tem valor mínimo de 8 (em função da demanda média do parque e do Fator de Capacidade) e a demanda máxima é de 80 MW. Para se obter um valor de disponibilidade acima de 90% é necessário um número mínimo de turbinas acima de 18 unidades, o que é possível observar através da Tabela 7, que apresenta um filtro com todos os indivíduos da vigésima geração da otimização. Também é possível observar através dos indivíduos não dominados, apresentados na Figura 8, que o custo total mínimo para a mesma disponibilidade acima de 90% no tempo total de missão é de 4,4 bilhões de Euros, gastos durante os 25 anos de missão.

**Tabela 7 - Filtro de indivíduos com disponibilidade acima de 90% - 20ª geração**

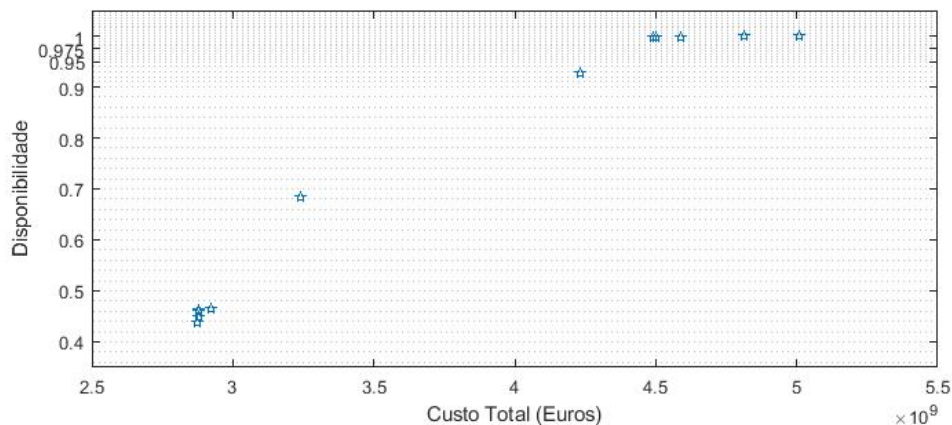
Nb turb	Nb Vessel A	Nb Vessel B	Nb Vessel C	Nb Equip A	Nb Equip B	Nb Equip C	Nb spare	Qtd Replace spare	Dsponibilidade
20	3	3	1	5	4	5	4	9	0.9984
20	5	4	1	2	5	4	5	5	0.9973

19	5	5	1	2	5	3	4	3	0.9906
20	2	4	3	1	3	3	9	9	0.9980
20	1	1	1	2	4	3	9	9	0.9978
20	1	5	1	3	5	3	9	0	0.9987
20	2	3	1	1	1	2	6	5	0.9966
19	5	3	1	1	1	2	6	5	0.9925
20	2	1	1	3	2	2	9	9	0.9980
20	5	3	3	5	4	3	9	9	0.9989
20	5	3	3	5	4	5	5	3	0.9976
20	5	3	1	2	4	1	1	3	0.9962
20	5	3	3	5	1	2	6	9	0.9986
20	5	1	1	5	4	1	1	1	0.9809
20	1	5	1	5	5	2	9	0	0.9994
20	3	1	1	2	2	4	1	1	0.9767
20	1	1	1	5	4	3	9	9	0.9975
20	3	1	4	5	4	1	9	9	0.9983
20	5	3	2	2	3	5	4	3	0.9952
19	5	5	4	5	4	1	9	4	0.9935
19	5	5	1	1	2	1	1	1	0.9605
20	5	3	1	3	2	2	9	9	0.9984
20	5	3	3	5	1	2	9	0	0.9992
20	5	1	2	3	5	5	9	9	0.9983
20	5	3	3	5	4	3	1	1	0.9791
20	5	3	3	5	1	2	6	5	0.9978
20	5	3	3	5	1	3	9	4	0.9973
20	5	3	1	2	2	2	1	9	0.9981
19	5	1	3	5	4	5	5	5	0.9943
20	5	5	4	1	4	5	4	9	0.9981
20	5	3	1	2	2	2	1	9	0.9982
20	5	3	1	3	2	2	9	9	0.9978
20	3	3	1	3	3	3	9	0	0.9989
20	5	3	3	2	4	3	4	3	0.9957
20	3	3	3	5	4	5	4	9	0.9984
20	3	3	3	5	2	1	6	9	0.9989
20	1	1	2	5	4	3	4	1	0.9780
19	5	5	1	2	5	3	4	9	0.9946
20	5	3	3	1	3	5	2	4	0.9972
20	5	3	3	5	1	2	6	1	0.9794
20	3	3	3	1	3	1	6	9	0.9979
20	3	3	3	1	5	4	9	9	0.9982
20	5	3	3	5	4	3	4	5	0.9985
20	3	1	2	2	3	5	4	3	0.9960
20	1	5	1	2	3	5	4	9	0.9977
20	5	3	3	2	5	2	5	1	0.9791
20	5	3	3	5	4	3	4	5	0.9982
20	4	3	3	5	2	4	1	1	0.9780
20	3	3	3	1	3	3	9	9	0.9978
20	5	3	3	5	4	3	4	5	0.9988
20	3	1	2	2	3	2	6	9	0.9982
20	2	3	3	5	4	5	1	1	0.9809
20	2	5	1	1	3	1	4	9	0.9977
20	5	1	3	2	3	3	9	9	0.9983
20	3	3	3	1	5	4	9	1	0.9745



19	5	5	1	1	3	1	4	9	0.9937
20	5	3	3	5	5	2	5	1	0.9792
20	5	3	1	3	3	4	5	5	0.9977
20	3	1	1	2	3	5	6	9	0.9984
20	5	3	3	5	1	2	6	5	0.9983
20	5	3	2	2	3	5	4	3	0.9960
20	2	1	2	1	4	5	4	9	0.9976
18	1	1	1	1	1	4	1	1	0.9272

**Figura 2 - Fronteira de Pareto – 20ª Geração**



A quantidade mínima de turbinas afeta diretamente as necessidades de manutenção e este gene é influenciado pelo fator de potência. Assim é necessária a definição do fator e seus critérios para o balizamento dos valores máximos e mínimos deste gene e consequente resultado da disponibilidade do parque.

#### 4. DISCUSSÃO

Observou-se durante a análise dos resultados preliminares é que a quantidade de peças de reposição juntamente com a quantidade de turbinas são os genes que mais influenciam na otimização da disponibilidade. Assim, a próxima atividade a ser implementada na rotina de otimização será o desmembramento da turbina em seus subcomponentes, onde serão otimizadas as quantidades de sobressalentes de cada subcomponente da turbina.

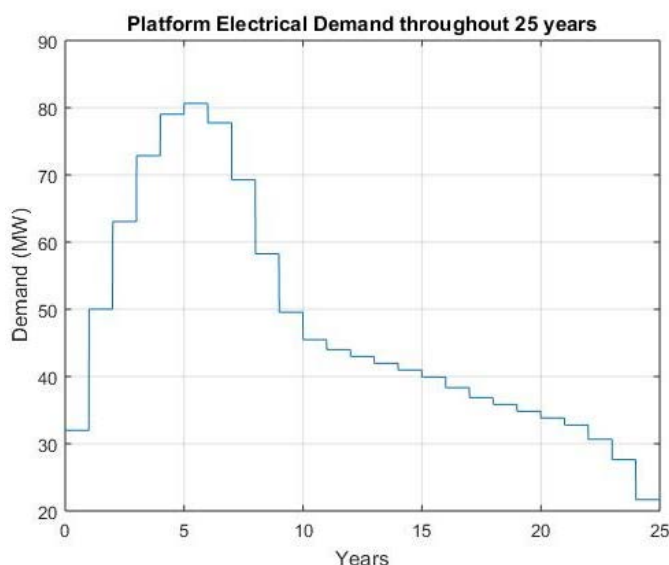
Como visto em [9], o processo de substituição de componentes das turbinas deve ser separado em dois tipos, uma vez que existem componentes que necessitam que a turbina esteja ancorada na base de operações para início do processo de substituição e outros componentes que podem ser substituídos no próprio parque. Para o primeiro tipo, ao invés de uma embarcação do tipo “Heavy-Lift/Deep-Water Vessel”, se faz necessária uma embarcação tipo reboque para levar a turbina em manutenção à base de operações. Considerando-se esse aspecto, propõe-se adicionar este tipo de embarcação na análise RAM do parque eólico, inicialmente como opção à embarcação do tipo “Heavy-Lift/Deep-Water Vessel”, e posteriormente como unidade necessária para substituição somente dos componentes que exijam o reboque da turbina.

Uma vez que no processo de análise RAM um indivíduo é considerado disponível quando atende à demanda energética da plataforma, (na Figura 3 há o exemplo de demanda de uma plataforma tipo FPSO) os resultados preliminares da otimização demonstraram que esta abordagem de disponibilidade no tempo total de missão acaba por gerar custos desnecessários nas fases inicial e final de operação do parque. Pelo mesmo critério,



indivíduos que não disponibilizam energia suficiente durante os períodos de maiores demandas (do terceiro ao nono ano de operação), atendem este critério com folga nos demais períodos.

**Figura 3 - Demanda energética durante tempo de missão de 25 anos**



Pelo exposto, conclui-se que é necessária uma otimização que considere períodos determinados do tempo total de missão, havendo possibilidade de comissionamento gradativo de turbinas nos anos iniciais de operação e descomissionamento após o período de maior demanda. Este processo poderá ser feito também de maneira otimizada, escolhendo os períodos da missão em função das diferenças de demanda ano a ano para a otimização principalmente da quantidade de turbinas. Após a implementação desta consideração, também será efetuada um novo critério de parada, em função do ganho nos valores das avaliações.

## 5. CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

Conforme as pesquisas e levantamentos já executados, pode-se concluir que:

- Para a análise do parque eólico completo, o Fator de Capacidade ( $F_c$ ) definido para o parque ainda necessita de confirmação sobre quais itens foram levados em consideração para sua definição. Esse aspecto é muito importante na análise RAM do parque eólico uma vez que o atendimento da curva de demanda e o custo para isso, são os principais fatores envolvidos na análise.
- A quantidade de peças de reposição juntamente com a quantidade de turbinas, são os genes que mais influenciam na otimização da disponibilidade do parque eólico.
- Considerando-se a conclusão anterior, como próxima atividade a ser implementada na rotina de otimização do parque eólico será o desmembramento da turbina em seus subcomponentes, onde serão otimizadas as quantidades de sobressalentes de cada subcomponente específico da turbina.
- Propõe-se adicionar embarcações do tipo “Rebocador” na análise RAM do parque eólico, inicialmente como opção à embarcação do tipo “Heavy-Lift/Deep-Water Vessel”, e posteriormente como unidade necessária para substituição somente dos componentes que exijam o reboque da turbina para sua manutenção.
- Uma vez que no processo de análise RAM um indivíduo é considerado disponível quando atende à demanda energética da plataforma, os resultados preliminares da otimização demonstraram que esta abordagem de disponibilidade no tempo total de missão acaba por gerar custos desnecessários nas fases inicial e final de operação do parque.
- Conforme conclusão anterior, é necessária uma otimização que considere períodos determinados do tempo total de missão, havendo possibilidade de comissionamento gradativo de turbinas nos anos iniciais de operação e descomissionamento após o período de maior demanda.

## 6. REFERENCES:

- [1] ASHISH DEWAN, Logistic & Service Optimization for O&M of Offshore Wind Farms. Model Development & Output Analysis. Master of Sciences. TU Delft. Available online at [http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen\\_en\\_Leerstoelen/Afdeling\\_AEWE/Wind\\_Energy/Education/Masters\\_Projects/Finished\\_Master\\_projects/doc/Ashish\\_Dewan\\_r\\_UPDATE.pdf](http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen_en_Leerstoelen/Afdeling_AEWE/Wind_Energy/Education/Masters_Projects/Finished_Master_projects/doc/Ashish_Dewan_r_UPDATE.pdf), (2014).
- [2] ZIO, ENRICO, The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis, London, (2013).
- [3] RIBRANT, J., and L. BERTLING, Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants during 1997-2005, 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES, (2007).
- [4] FAULSTICH, S., B. HAHN, and P. J. TAVNER, Wind Turbine Downtime and Its Importance for Offshore Deployment, Wind Energy 14(3):327–37, (2011).
- [5] VAN BUSSEL, G. J. W; ZAAIJER, M. B., Reliability , Availability and Maintenance aspects of large-scale offshore wind farms , a concepts study, (2001).
- [6] CARROLL, JAMES, ALASDAIR MCDONALD, and DAVID MCMILLAN, Reliability Comparison of Wind Turbines with DFIG and PMG Drive Trains, (2016).
- [7] BVG. 2018. A Guide to an Offshore Wind Farm.
- [8] MITCHELL, M., An Introduction to Genetic Algorithms”, Cambridge, EUA, (1996).
- [9] GIOVANNI, RINALDI, Incorporating stochastic operation and maintenance models into the techno-economic analysis of floating offshore wind farms, Applied Energy, (2021)