

ANÁLISE NUMÉRICA DA INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO VENTO DO INTERIOR DA BAHIA NO DESEMPENHO AERODINÂMICO E POTÊNCIA MÉDIA DE UM AEROGERADOR

Guilherme Pasqualli Gallon (UFRGS) - gallon.guilherme@gmail.com

Resumo:

O objetivo deste trabalho é analisar o efeito de três diferentes características do recurso eólico, no interior da Bahia, no desempenho aerodinâmico e na potência média de um aerogerador de grande porte. Os efeitos são causados a partir da variação do perfil vertical, da intensidade de turbulência e estabilidade atmosférica do vento. Para tanto, foram utilizados dados reais de medição para a definição dos perfis verticais, bem como dos níveis de intensidade de turbulência. Os dados, em base horária, também foram agrupados de acordo com o tipo de regime eólico, quando possível. Para estimar o impacto dos efeitos, foi utilizado o aerogerador de referência NREL WindPACT de 1,5 MW de potência, 70 metros de diâmetro e 84 metros de altura do cubo do rotor. O estudo foi realizado por meio de simulações numéricas, implementadas com a utilização do software Ansys® Fluent®, utilizando o modelo RANS com o método dos volumes finitos para resolução das equações governantes e com modelo de turbulência k-ε de escoamentos atmosféricos para a resolução do problema de fechamento. A malha utilizada possui volumes tetraédricos não estruturados, com elementos prismáticos nas superfícies de maior interesse. Foram estudados cinco diferentes perfis verticais e três diferentes valores de intensidade turbulência e, a partir desses oito resultados, foi possível também estimar o impacto da estabilidade atmosférica em um dos locais do estudo. Identificou-se que, diferentes perfis verticais do vento, com iguais velocidades à altura do cubo e iguais intensidades de turbulência, apresentam grande variação de acordo com seu coeficiente de extrapolação vertical alfa, podendo apresentar até 15% de diferença na potência média do aerogerador. No caso da intensidade de turbulência, a cada incremento de 5% da mesma, uma variação de aproximadamente 3% se reflete na potência média do aerogerador. Por fim, analisou-se o impacto da estabili

Palavras-chave: Perfil Vertical, Estabilidade Atmosférica, NREL WindPACT 1,5 MW

Área temática: Outras fontes renováveis de energia

Subárea temática: Simulação, análise, equipamentos e sistemas de conversão eólica para eletricidade

ANÁLISE NUMÉRICA DA INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO VENTO DO INTERIOR DA BAHIA NO DESEMPENHO AERODINÂMICO E POTÊNCIA MÉDIA DE UM AEROGERADOR

Guilherme Pasqualli Gallon – guilherme.pasqualli@ufrgs.br
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. O objetivo deste trabalho é analisar o efeito de três diferentes características do recurso eólico, no interior da Bahia, no desempenho aerodinâmico e na potência média de um aerogerador de grande porte. Os efeitos são causados a partir da variação do perfil vertical, da intensidade de turbulência e estabilidade atmosférica do vento. Para tanto, foram utilizados dados reais de medição para a definição dos perfis verticais, bem como dos níveis de intensidade de turbulência. Os dados, em base horária, também foram agrupados de acordo com o tipo de regime eólico, quando possível. Para estimar o impacto dos efeitos, foi utilizado o aerogerador de referência NREL WindPACT de 1,5 MW de potência, 70 metros de diâmetro e 84 metros de altura do cubo do rotor. O estudo foi realizado por meio de simulações numéricas, implementadas com a utilização do software Ansys® Fluent®, utilizando o modelo RANS com o método dos volumes finitos para resolução das equações governantes e com modelo de turbulência $k-\epsilon$ de escoamentos atmosféricos para a resolução do problema de fechamento. A malha utilizada possui volumes tetraédricos não estruturados, com elementos prismáticos nas superfícies de maior interesse. Foram estudados cinco diferentes perfis verticais e três diferentes valores de intensidade turbulência e, a partir desses oito resultados, foi possível também estimar o impacto da estabilidade atmosférica em um dos locais do estudo. Identificou-se que, diferentes perfis verticais do vento, com iguais velocidades à altura do cubo e iguais intensidades de turbulência, apresentam grande variação de acordo com seu coeficiente de extrapolação vertical alfa, podendo apresentar até 15% de diferença na potência média do aerogerador. No caso da intensidade de turbulência, a cada incremento de 5% da mesma, uma variação de aproximadamente 3% se reflete na potência média do aerogerador. Por fim, analisou-se o impacto da estabilidade atmosférica, observando que a mesma representa até 3,7% de diferença na potência média do aerogerador.

Palavras-chave: Perfil Vertical, Estabilidade Atmosférica, NREL WindPACT 1,5 MW

1. INTRODUÇÃO

À medida que a tecnologia em aerogeradores e a competitividade do mercado foram aumentando, também aumentaram a altura do cubo do rotor e o diâmetro das pás dos aerogeradores. Entre 1985 e meados dos anos 2000, a altura e o diâmetro do rotor dos aerogeradores aumentou de 20 metros para mais de 120 metros e a potência nominal aumentou de cerca de 50 kW para mais de 7 MW (Dutra, 2008). De acordo com Morelli (2012), embora existam modelos de aerogerador de mais de 6,0 MW de potência, os modelos de aerogerador mais utilizados mundialmente possuem, aproximadamente, uma potência nominal de 2,0 MW, diâmetro de rotor de 80 metros e altura do cubo do rotor entre 68 e 85 metros. Está em desenvolvimento um aerogerador com 12 MW de potência e 220 metros de diâmetro de rotor (GE Renewable Energy, 2019).

A energia eólica no Brasil apenas começou a ser mais expressiva a partir da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), em 2004. O programa permitiu a contratação e construção do primeiro parque eólico de grande porte no país, localizado em Osório-RS, no ano de 2006. Contudo, a grande explosão da implantação eólica no Brasil se deu em 2014, fruto de leilões anteriores. De acordo com as informações do Banco de Informações de Geração (BIG), ao final de 2018, a potência instalada acumulada no Brasil chegava próximo a 14,5 GW, o que representa cerca de 9% da matriz energética brasileira, em termos de capacidade instalada. Há ainda 1,2 GW de eólicas em construção e outros 4 GW em construção não iniciada (vencedores de leilão) que, após concluídas, representarão mais de 10% da capacidade total do país.

O recurso eólico brasileiro possui características muito benéficas para a produção de energia eólica. Os ventos que incidem no Brasil são, em sua maioria, contantes, pouco variam sua direção e praticamente não há presença de rajadas intensas, com exceção do Rio Grande do Sul, que possui recurso eólico multidirecional e por vezes é atingido por rajadas de vento intensas. Com velocidades médias altas na maioria dos parques eólicos, os fatores de capacidade obtidos em parques brasileiros superam a maioria dos parques pelo mundo. De acordo com o MME (2017), no ano de 2016, o fator de capacidade (FC) médio de todos os parques brasileiros foi de cerca de 40%, ao passo que países como Alemanha, França e Estados Unidos alcançaram FCs médios de 19%, 21% e 33%, respectivamente.

Seguindo uma tendência global, e a fim de extrair mais energia do vento, os aerogeradores implantados no Brasil contam com pás e com torres maiores. A Figura 1 apresenta a evolução da altura do cubo do rotor, do diâmetro do rotor e da potência nominal dos aerogeradores, ponderados pelo número de aerogeradores instalados no país (BIG, 2019, SIGEL, 2019).

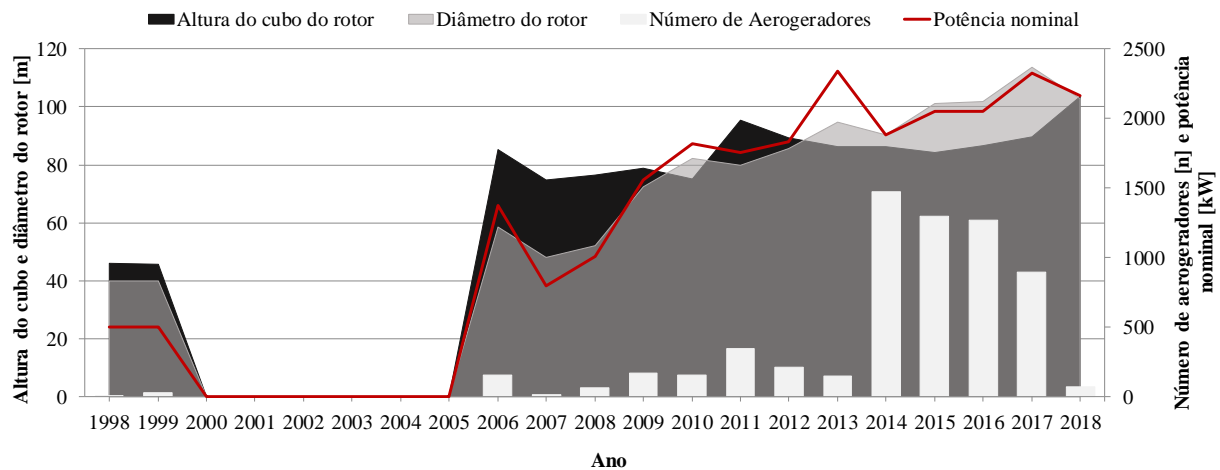


Figura 1 - Evolução da altura do cubo do rotor, do diâmetro e da potência nominal, ponderados pelo número de aerogeradores implantados no Brasil (dados obtidos de BIG (2019) e SIGEL (2019)).

O aumento do diâmetro do rotor significa uma maior geração de energia por aerogerador, porém, a diferença de velocidades entre a parte inferior e superior do rotor, significa, além de maiores cargas estruturais, uma maior variação na produção de energia devido às condições locais do vento, principalmente em função da intensidade de turbulência e do perfil vertical. Isso muitas vezes torna-se uma preocupação dos investidores e fabricantes. No estudo de Wagner et al. (2011), foi introduzido um novo método para contabilizar os efeitos do perfil vertical na medição da curva de potência de aerogeradores. Este método foi introduzido na norma IEC61400-12-1 em 2017, alterando a versão de 2005. Trata-se do cálculo de uma velocidade equivalente para toda a extensão do rotor e não apenas uma única velocidade na altura do cubo. A velocidade única, na prática, significa assumir um perfil constante em todo o rotor. O autor demonstra que a velocidade equivalente tende a ser menor que a velocidade única. Entretanto, no estudo de Wagner et al., 2014, o qual contou com a colaboração de diversos fabricantes e consultores, o cálculo da velocidade equivalente realizado por oito diferentes participantes resultou em uma velocidade equivalente maior que a velocidade única. No entanto, isso não se refletiu em iguais resultados em termos de energia anual gerada e alguns dos participantes encontraram resultados superiores e outros inferiores à energia obtida pelo método padrão.

Outro fenômeno que deve ser analisado com cuidado, tanto na medição da curva de potência quanto na estimativa de produção de energia é a estratificação térmica do local. A estratificação térmica ocasiona o fenômeno conhecido como estabilidade atmosférica, condição a qual altera tanto a intensidade de turbulência quanto o perfil vertical do vento no local e que, dependendo do período de duração do fenômeno, pode representar uma grande diferença nas estimativas. A medição da curva de potência de um aerogerador é, geralmente, realizada em um local próximo à sua fábrica. Isso significa que quando esse aerogerador for implantado em um local diferente do da medição, ele estará submetido a diferentes condições de vento, principalmente de intensidade de turbulência, perfil vertical e estratificação térmica, alterando o seu desempenho frente ao valor fornecido pelo fabricante.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nas últimas décadas, os parques eólicos tornaram-se um grande objeto de estudo, tanto no meio acadêmico quanto no meio comercial. Há uma grande gama de estudos que, geralmente, visam a otimização da produção de energia via melhoria de técnicas de micrositing - posicionamento dos aerogeradores em uma área de interesse, buscando maximizar a produção de energia ou obter a configuração mais viável economicamente (Miller et al., 2013, Zhang, 2015). Há também estudos que apresentam soluções para diminuição de perdas, como por efeito esteira (o que não deixa de ser uma técnica de micrositing) e o impacto de fatores externos na produção de energia, como efeitos topográficos, atmosféricos, intensidade de turbulência e perfil vertical.

É de senso comum a importância de uma medição adequada do perfil vertical do vento, com anemômetros bem distribuídos ao longo de uma torre anemométrica. Werapun et al. (2017), em seu estudo, demonstram que o uso de um coeficiente de extrapolação vertical (alfa) padrão de 0,143 pode introduzir erros que podem chegar a até 35% em velocidade do vento, quando extrapolado de 65 m para 120 m.

Outro fator que deve ser cuidadosamente considerado é a estratificação térmica. Este fenômeno, detalhado na seção 2.1.3, implica na ocorrência de estabilidade atmosférica, a qual altera drasticamente o perfil vertical do vento, tornando-o um perfil com alto índice de cisalhamento (shear). Em condições de estabilidade Newman e Klein (2014), demonstram que o uso do coeficiente de extrapolação vertical padrão não é adequado. A estabilidade atmosférica também é de grande importância no projeto estrutural do aerogerador, haja vista o aumento das cargas estruturais causado pela estabilidade. Ainda, influencia nas perdas por efeito esteira em parques eólicos, aumentando-as nas fileiras subsequentes, conforme apresentado por Alblas et al. (2012).

Wagner et al. (2009), por meio de medições em terreno simples na costa da Dinamarca e de simulação numérica, estimaram que em condições de perfil vertical do vento com alto cisalhamento a energia gerada por um aerogerador

será menor que em condições de perfil com baixo cisalhamento. Similarmente, Honrubia et al. (2010) analisaram o impacto do perfil vertical na produção de energia em um local de terreno complexo no sul da Espanha. O estudo foi realizado por meio de um teste de medição da curva de potência, de acordo com a norma IEC61400-12-1 de 2005. O teste contou com uma turbina eólica operacional, uma torre de medição e um equipamento de sensoriamento remoto do tipo LiDAR (*light detection and ranging*). Observou-se que durante períodos com cisalhamento do vento mais alto, o aerogerador entregou menos energia que em condições de baixo cisalhamento, o que corrobora o estudo feito na Dinamarca. Similarmente, em seu estudo baseado em simulações numéricas, Antoniou et al. (2009) demonstraram que, em relação ao efeito do cisalhamento, o aumento do alfa faz com que um aerogerador diminua seu desempenho em termos de produção de energia. Os autores também avaliaram o efeito da intensidade de turbulência (IT) e, para baixas velocidades do vento, a maior produção de energia ocorre com alta IT, enquanto que para altas velocidades do vento, o oposto se aplica.

O estudo de Bardal et al. (2015) dividiu o efeito do cisalhamento do vento em três intervalos de alfa: menor que 0,05, entre 0,05 e 0,15 e maior que 0,15. Para velocidades próximas à velocidade de partida do aerogerador, o efeito de um perfil ou outro é mínimo, enquanto que para velocidades logo acima da velocidade de partida e até metade da região côncava da curva potência (antes da velocidade nominal), observa-se um pior desempenho para alfas maiores. O perfil com maior alfa, apenas apresenta ganho de geração na metade final da região côncava da curva de potência, enquanto que para os outros dois intervalos, o desempenho é similar entre eles.

Já no documento do DEWI, de autoria de Mellinshoff (2013), o autor apresenta que o impacto do perfil vertical na produção de energia é muito baixo para alfas muito baixos ou muito altos ($<0,05$ e $>0,35$), porém, há um impacto negativo de 1 a 2% quando os valores de alfa estão dentro do intervalo mencionado acima. Similarmente, no estudo de Raeshide et al. (2009), os autores apresentam a variação teórica de produção de energia de acordo com o alfa do perfil vertical e, apenas após um alfa pouco menor que 0,5, a produção de energia passa a não sofrer impactos negativos.

Ainda no que diz respeito ao estudo de Raeshide et al. (2009), o mesmo contou com dados de vento de torres anemométricas e dados SCADA (dados da operação e geração do aerogerador) de diversos parques eólicos nos EUA. Os dados do estudo são de parte da região das grandes planícies centrais dos EUA (*great plains midwest region*), região que é fortemente afetada por estabilidade atmosférica, caracterizando-se por um regime eólico diurno de baixo cisalhamento e alta IT e um regime eólico noturno de alto cisalhamento e baixa IT. Os autores avaliaram o impacto da IT e do perfil vertical do vento na produção de energia. Na avaliação da IT, altas IT ($>11\%$) impactam negativamente na produção de energia na parte côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal) e positivamente na parte convexa da curva de potência (logo após à velocidade de partida). Já na avaliação do cisalhamento, primeiramente os dados foram filtrados em alfas menores ou maiores que 0,2 e, observou-se que para valores maiores que 0,2, os aerogeradores entregaram mais energia, resultado que diverge dos demais estudos.

No estudo de St. Martin et al. (2016), foram analisados os impactos da intensidade de turbulência e da estabilidade atmosférica. Observou-se que na região convexa da curva de potência (logo após à velocidade de partida), mais energia é produzida em condições de alta intensidade de turbulência e de instabilidade atmosférica (baixo cisalhamento). Já na região côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal) isso ocorre em condições de baixa IT e de estabilidade atmosférica (alto cisalhamento). Os autores também analisaram o impacto na produção como um todo, sem dividir por intervalos de velocidade. Compararam-se as condições de alta e baixa IT com um valor médio de IT e as condições de estabilidade e instabilidade atmosférica com a condição neutra (média). No caso da IT, ambas as faixas extremas diminuem a produção de energia em relação ao valor médio, entretanto, o mesmo não ocorre para os diferentes regimes atmosféricos, e o regime instável melhora a produção de energia em comparação com os outros dois regimes.

No que concerne estudos deste tipo feitos no Brasil, talvez o que tenha melhor relação com o trabalho proposto seja o de Sakagami et al. (2015), no qual os autores analisaram dados operacionais do parque eólico Pedra do Sal, no Piauí. Os dados coletados foram divididos em três intervalos de IT ($<5\%$, 5% a 7% , $>7\%$) e de alfas ($<0,011$, $0,011$ a $0,048$, $>0,048$) e concluiu-se que quanto maior a intensidade de turbulência, maior é o coeficiente de potência da máquina (C_p) e, conseqüentemente, maior será a produção de energia. Já em relação ao cisalhamento, há pouca variação entre os três grupos, embora o maior valor de alfa tenha uma mínima vantagem sobre os demais.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Dados de vento

Dados anemométricos de boa qualidade geralmente pertencem a empresas privadas que preferem não expor estes dados ao público. O presente trabalho tem o objetivo de analisar o impacto do perfil vertical e da intensidade de turbulência na produção de energia no interior da Bahia e, desta forma, apenas necessita derivar um perfil médio, não sendo de extrema necessidade os dados em base de 10 minutos.

Foi dada preferência a trabalhos que tivessem utilizado dados brutos em sua análise e que tenham apresentado a variação de velocidade em pelo menos duas alturas. O trabalho com dados de melhor qualidade encontrado para a região do interior da Bahia (BA) foi o de Barriatto (2018). O autor apresenta diretamente o perfil vertical obtido para o local, juntamente com seu alfa e Z_0 , ambos coerentes para esta região da Bahia – região caracteriza pelo bioma da Caatinga. O perfil é apresentado na Figura 2.

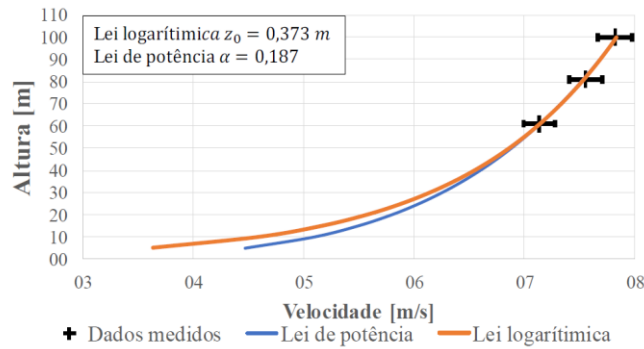


Figura 2 – Perfil vertical para uma torre anemométrica no interior da Bahia (retirado de Barriatto (2018)).

Na região do interior da Bahia há presença de efeitos da estabilidade atmosférica, conforme apresentado pelo autor do trabalho do qual foram extraídos os dados. O autor também apresenta a variação do coeficiente alfa e da IT ao longo do dia, conforme apresentado na Figura 3. Nesta mesma figura, classificou-se o período noturno como regime estável e o período diurno como instável, além de uma região de transição entre os primeiros, denominada regime neutro. Embora nesta região da Bahia ocorra regime de estabilidade atmosférica, o mesmo não necessariamente ocorre durante toda a noite, pelo que a classificação adotada na Figura 3 considerou unicamente as magnitudes de alfa para definir o tipo de regime em cada hora. Trata-se, portanto, de uma classificação simplificada do local, com o objetivo de analisar a diferença entre as magnitudes de alfa e de IT.

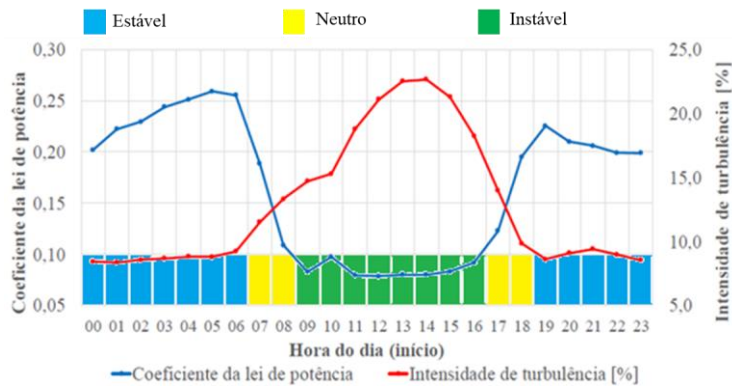


Figura 3 - Perfil diurno de alfa e da IT para uma torre no interior da Bahia (adaptado de Barriatto (2018)).

Para cada hora do dia, os dados apresentados na Figura 3 foram extraídos de maneira gráfica, tanto para os coeficientes de cisalhamento quanto para os valores de IT, obtendo-se os dados da Tabela 1.

Tabela 1 – Variação horária média do coeficiente de extrapolação vertical e classificação do regime na Bahia.

| Hora | Alfa | IT (%) | Regime | Hora | Alfa | IT (%) | Regime |
|-------|-------|--------|----------|-------|-------|--------|----------|
| 00:00 | 0,201 | 9,0 | Estável | 12:00 | 0,080 | 24,5 | Instável |
| 01:00 | 0,220 | 9,0 | Estável | 13:00 | 0,080 | 26,5 | Instável |
| 02:00 | 0,230 | 9,2 | Estável | 14:00 | 0,080 | 27,0 | Instável |
| 03:00 | 0,244 | 9,3 | Estável | 15:00 | 0,084 | 25,0 | Instável |
| 04:00 | 0,250 | 9,4 | Estável | 16:00 | 0,091 | 21,5 | Instável |
| 05:00 | 0,256 | 9,5 | Estável | 17:00 | 0,122 | 16,0 | Neutro |
| 06:00 | 0,252 | 9,8 | Estável | 18:00 | 0,195 | 11,0 | Neutro |
| 07:00 | 0,187 | 12,5 | Neutro | 19:00 | 0,225 | 9,4 | Estável |
| 08:00 | 0,110 | 15,0 | Neutro | 20:00 | 0,210 | 9,7 | Estável |
| 09:00 | 0,082 | 17,0 | Instável | 21:00 | 0,206 | 10,2 | Estável |
| 10:00 | 0,099 | 17,5 | Instável | 22:00 | 0,199 | 9,7 | Estável |
| 11:00 | 0,080 | 21,5 | Instável | 23:00 | 0,198 | 9,1 | Estável |

A média para cada tipo de regime, a partir da Tabela 1 é apresentada na Tabela 2. Já a representação gráfica destes três alfas, juntamente com o alfa médio de 0,187, são apresentados na Figura 4.

Tabela 2 – Alfa e IT médios para cada tipo de regime para a torre no interior da Bahia.

| Tipo de regime | Alfa médio | IT (%) | Nº de horas |
|-----------------|------------|--------|-------------|
| Estável (BA-E) | 0,224 | 9,4 | 12 |
| Neutro (BA-N) | 0,154 | 13,6 | 4 |
| Instável (BA-I) | 0,085 | 22,6 | 8 |

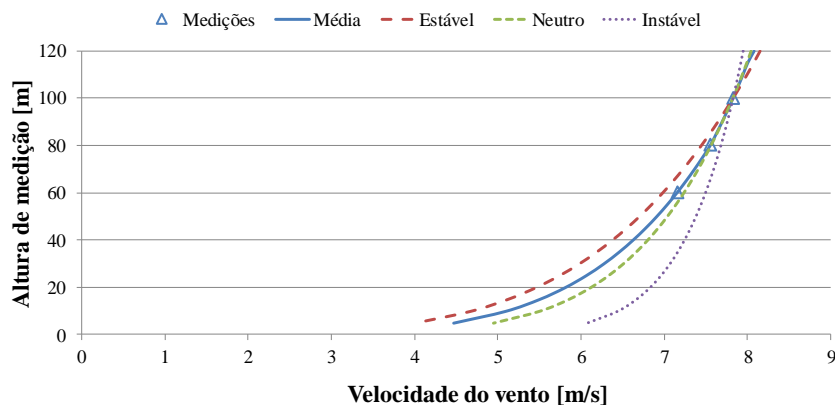


Figura 4 – Perfis verticais e medições reais para uma torre anemométrica na BA.

3.2 Dados de entrada do modelo

3.2.1 O aerogerador

O aerogerador utilizado no estudo é um aerogerador de referência fornecido pela NREL. Trata-se de um aerogerador do projeto WindPACT (*Wind Partnership for Advanced Component Technologies*) com as características conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Características do aerogerador (Rinker e Dykes, 2018).

| | |
|-----------------------------|---------------------------|
| Modelo | NREL WindPACT 1,5 MW |
| Altura do cubo do rotor | 84 m |
| Diâmetro do rotor (D) | 70 m |
| Potência nominal | 1,5 MW |
| Velocidade nominal do vento | 13 m/s |
| Rotação nominal | 20,463 rpm ou 2,142 rad/s |

3.2.2 Os perfis verticais

Os perfis verticais utilizados na análise foram derivados a partir dos dados da seção 3.1. Os perfis foram escalonados para a velocidade nominal da máquina na altura do cubo do rotor. A Figura 5 apresenta os perfis para os três regimes da BA, um perfil uniforme e um perfil com alfa igual a 0,35, juntamente com uma representação, em escala, do aerogerador utilizado no estudo.

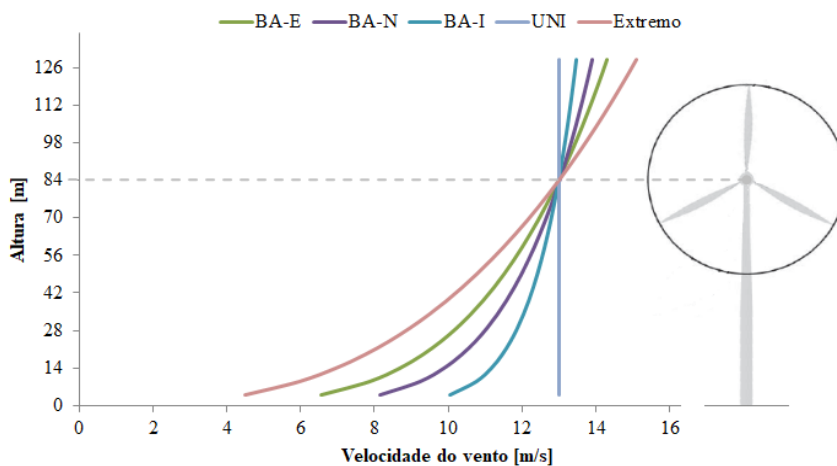


Figura 5 – Perfis verticais da velocidade do vento escalonados e representação em escala do aerogerador utilizado no presente estudo (aerogerador adaptado de Zhang (2015)).

Em virtude do elevado tempo computacional das simulações, nem todos os casos foram resolvidos. Foi testado um caso hipotético assumindo um perfil uniforme e um caso com alfa igual a 0,35, a fim de analisar o efeito de um perfil de caso extremo. Desta forma, foram testados cinco diferentes perfis verticais. Para todos os casos utilizou-se intensidade de turbulência igual a 10%. Contudo, a fim de também analisar o impacto da IT, foram simulados mais dois casos para o perfil BA-E, utilizando IT de 5% e de 15%.

3.3 Modelo Computacional

O domínio externo possui dimensões de 280 m x 280 m x 980 m (4D x 4D x 14D). O rotor foi posicionado em 280 m (4D) a partir da entrada do domínio, de modo que o escoamento *downwind* não seja fortemente influenciado pelo próprio domínio. A análise do torque dinâmico no rotor requer que seja aplicada uma rotação no mesmo. Assim, foi necessário criar um domínio interno apenas para o rotor. Este domínio é um cilindro com 100 m de diâmetro e 10 m de profundidade, suficiente para englobar o rotor. Como condições de contorno, para o domínio externo, foi utilizada a condição de não deslizamento na parede inferior do domínio e pressão zero nas demais paredes do domínio (escoamento livre). Entre os domínios externo (paralelepípedo) e interno (cilindro) foi aplicada uma condição de interface com malha dinâmica para que ocorra o autoajuste da malha durante a rotação do rotor.

Na região do domínio interno, foi aplicada uma rotação prescrita igual à rotação nominal do aerogerador (2,142 rad/s) e foram coletados dados a cada intervalo de 2,5 graus, de modo que cada volta do rotor é equivalente a 144 passos de tempo de 0,02037 s. O primeiro teste da simulação foi feito em regime permanente, até atingir um nível de convergência adequado. No passo posterior, o regime foi alterado para transiente. Para cada passo de tempo, ao menos 20 iterações foram realizadas. A Figura 6 apresenta a esquematização do domínio externo e interno, juntamente com as condições de contorno aplicadas em cada uma das regiões mencionadas acima. Neste trabalho foi utilizado o método de volumes finitos (MVF) e as equações de Navier-Stokes são resolvidas com médias de Reynolds (RANS) e as equações de conservação de massa. Para o problema de fechamento utilizou-se o modelo k- ϵ atmosférico, proposto por Beljaars e Walmsley (1987). A malha utilizada para as simulações possui volumes tetraédricos não estruturados e, na superfície do rotor, foi aplicado um refino de malha com a implementação de prismas nas superfícies das pás do rotor. Após uma análise da qualidade da malha, observou-se que os valores de distância adimensional da parede, y^+ , não são maiores que 1,5 em nenhuma parte do rotor, demonstrando que as condições do modelo estão com uma qualidade suficientemente adequada.

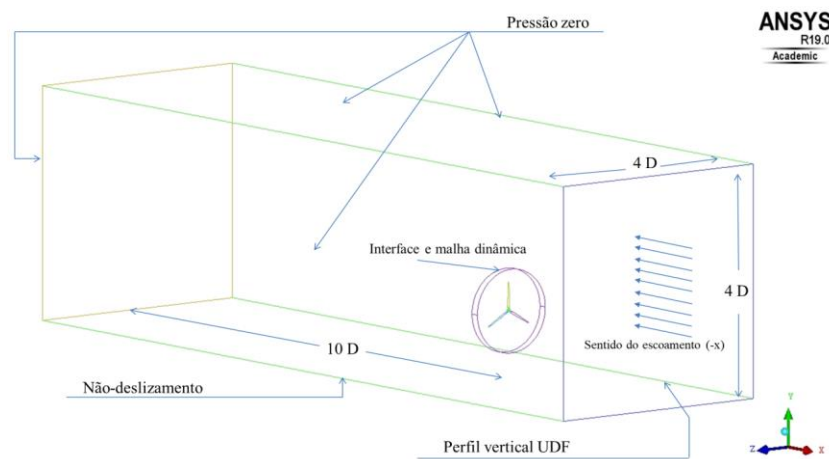


Figura 6 – Domínio e condições de contorno do modelo utilizado no estudo.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados da variação do torque dinâmico nas pás do aerogerador do estudo. Os resultados deste capítulo são referentes aos cinco perfis verticais simulados, para uma mesma intensidade de turbulência e, aos três perfis verticais simulados, para um mesmo alfa. Foi considerado que os resultados atingiram um nível aceitável de convergência após duas voltas completas do rotor. A Figura 7 apresenta a convergência do torque nas três pás do aerogerador para o caso Bahia Instável (BA-I).

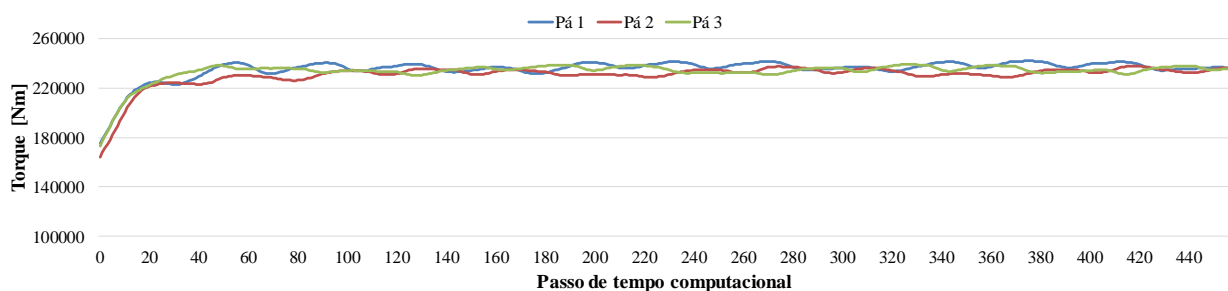


Figura 7 – Convergência do torque dinâmico ao longo dos passos de tempo computacional para o caso BA-I.

Os resultados de torque foram, então, multiplicados pela velocidade angular nominal do aerogerador a fim de se obter a potência média (PM) do aerogerador. A partir do valor de PM, primeiramente faz-se uma estimativa de variação de geração para os cinco casos com IT constante e para os três casos com alfa constante.

Além dos resultados diretos dos oito casos base, outros valores de PM foram estimados por meio de regressão linear. Assim, foram comparadas as PM obtidas a partir do valor médio de alfa e IT da BA, com suas respectivas PM obtidas a partir de uma média ponderada pelo número de horas de cada tipo de regime. Por fim, foi feita uma correção da PM para cada tipo de regime na BA de acordo com sua respectiva IT e, então, comparou-se a média ponderada corrigida pela IT com a média ponderada sem correção.

4.1 Impacto do perfil vertical

Conforme mencionado anteriormente, foram analisados cinco perfis verticais sob as mesmas condições de intensidade de turbulência, condições de contorno e modelo de turbulência. Na Figura 8 é apresentada a variação do torque dinâmico para uma mesma pá do aerogerador, para os cinco casos analisados. O gráfico representa apenas uma volta do aerogerador e tomou-se o cuidado de que os 144 pontos da volta representassem a mesma posição angular da pá nos cinco casos, de modo que todas as curvas estejam em “fase”. O eixo das abscissas representa uma volta completa do aerogerador, entretanto, não há como saber em qual posição angular a pá se encontra, de modo que o eixo não possui marcações.

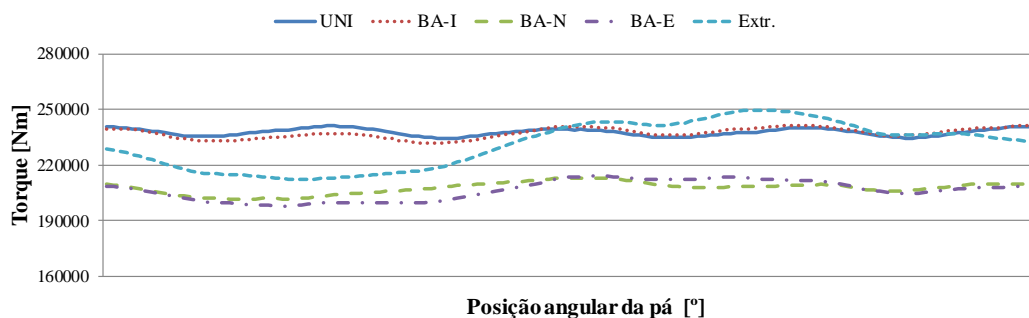


Figura 8 – Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos cinco casos de perfil vertical.

A Figura 8 mostra que os perfis, Uniforme e BA-I, apresentam alto grau de similaridade. Nota-se também similaridade, porém em menor grau, entre os perfis BA-N e BA-E, com uma variação um pouco maior para o perfil estável. Por fim, o caso Extremo é que apresenta maior variação de torque na pá. Isso confirma o comportamento esperado para todos os perfis, frente aos seus respectivos valores de alfa.

Para analisar os resultados em termos de potência média (PM), primeiramente os torques das três pás foram somados e, então, tomou-se a média dos 144 últimos valores do resultado de torque total (última volta). Ao multiplicar-se este valor médio pela velocidade angular nominal da máquina, obteve-se a PM. A Figura 9 apresenta o valor de PM para cada caso.

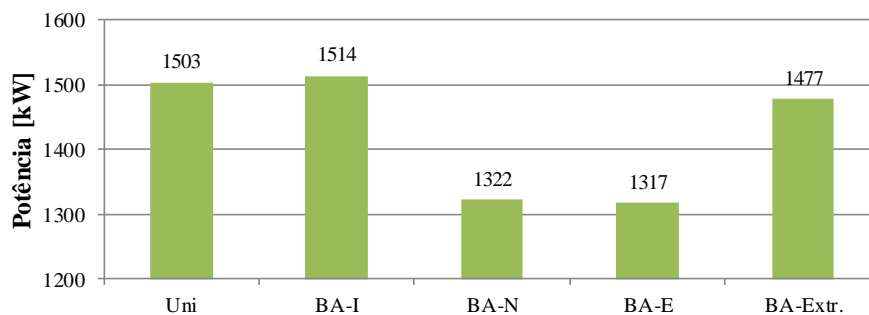


Figura 9 – Potência média do aerogerador para os cinco casos de perfil vertical estudados.

O perfil uniforme aparenta estar adequado, visto que apresenta praticamente o valor da potência nominal do aerogerador. Entretanto, chama a atenção que o perfil instável entregue mais energia que o uniforme, porém, é possível que o pequeno aumento de energia acima da altura do cubo do rotor compense a diminuição abaixo. A diferença, entretanto, é menor que 1% e possivelmente está dentro da incerteza do estudo.

Já a diferença entre o perfil instável e os perfis neutro e estável é da ordem de 15%, valor o qual aparenta estar sobre-estimado. De acordo com o estudo de Mellinghoff, 2013, a diminuição no desempenho do aerogerador devido ao cisalhamento seria da ordem de apenas 2%. Contudo, se trata de um valor teórico baseado na energia cinética, o qual não leva em conta as demais condições atmosféricas como IT e efeitos aerodinâmicos. É possível que a diferença entre os perfis tenha apresentado tamanha variação devido à alta velocidade utilizada no estudo. Além disso, a IT também pode ter papel importante nesta variação.

Os perfis instável, neutro e estável seguem a tendência esperada, indicando uma menor produção de energia à medida que o cisalhamento aumenta, conforme apresentado por vários autores ao longo do Capítulo 2. Entretanto, isso não se aplica para o caso Extremo e é provável que isso se deva ao que é descrito, novamente, por Mellinghoff (2013) e

também por Rareshide et al. (2009). Os autores apresentam a variação teórica de produção em relação ao cisalhamento e, para valores de alfa muito altos, haveria ganho de produção.

4.2 Impacto da intensidade de turbulência

Além dos cinco perfis com diferentes alfas, outros três casos foram estudados a fim de estimar o impacto da intensidade de turbulência na potência média (PM) da máquina. Para esses casos, foi mantido o alfa do caso estável (BA-E) fixo e alterou-se a IT para 5% e 15%. Na Figura 10 é apresentada a variação do torque dinâmico para uma das pás do aerogerador nos três casos analisados. Assim como na seção anterior, o gráfico representa apenas uma volta do aerogerador e as curvas estão em “fase”.

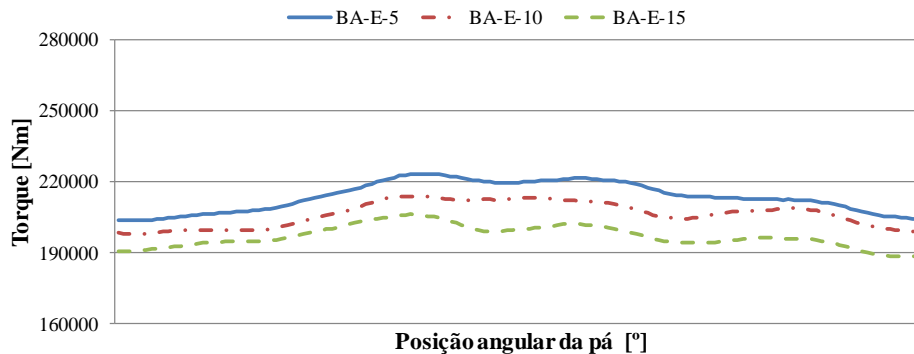


Figura 10 – Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos três casos de IT estudados.

A Figura 10 mostra que a variação do torque dinâmico segue praticamente a mesma tendência entre os três casos, diminuindo o valor do torque com o aumento da intensidade de turbulência. Da mesma maneira que na seção anterior, obteve-se a PM para cada caso. A Figura 11 apresenta o valor de PM para cada um dos casos de intensidade de turbulência.

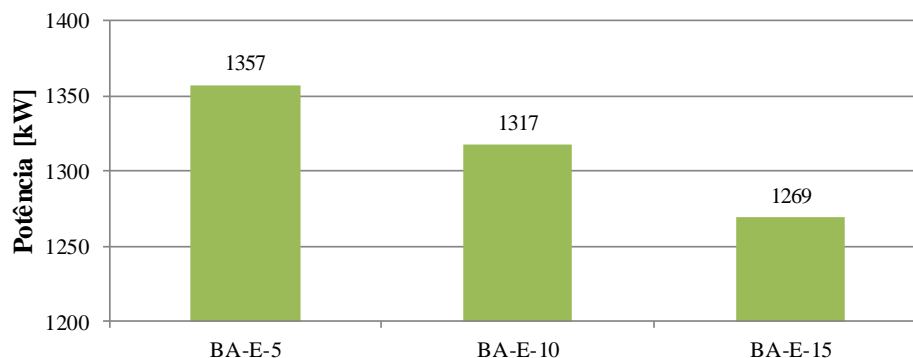


Figura 11 – Potência média do aerogerador para os três casos de intensidade de turbulência estudados.

Os resultados apresentados na Figura 11 variam cerca de 3% a cada incremento de IT e estão de acordo com a maioria das referências bibliográficas apresentadas no Capítulo 2. Contudo, as referências também indicam que em certos casos, baixos valores de IT pioram o desempenho da máquina. Isso não se aplica neste caso, pois a baixa IT piora o desempenho de aerogeradores apenas na região convexa da curva de potência (baixas velocidades), ao passo que as simulações do presente estudo foram realizadas com velocidade alta. Na região côncava da curva de potência, a baixa IT é benéfica ao desempenho da máquina, confirmando os resultados do presente estudo.

4.3 Impacto da estabilidade atmosférica

Conforme já mencionado anteriormente, a região do interior da Bahia é caracterizada pela ocorrência de regime de estabilidade atmosférica. Para realizar a comparação da potência média do aerogerador, derivada a partir um valor médio de alfa ou com o uso de valores distintos para cada comportamento do regime eólico, foram calculados valores médios de alfa e IT, de acordo com a Tabela 2.

Por meio de regressão linear, e dos valores apresentados na Figura 9, obteve-se a PM para cada um dos alfas da Tabela 2. Na avaliação do impacto do perfil vertical, ponderado pelo número de horas do dia, estima-se que, no caso da Bahia, haveria uma previsão cerca de 4,5% superior ao valor que seria obtido apenas a partir do valor médio de 0,187. Para a região do interior da Bahia, os dados também permitem que a intensidade de turbulência seja dividida para seu respectivo regime, conforme apresentado na Tabela 2. Para os resultados apresentados na Figura 11, como a variação é praticamente linear e não há uma grande variação entre um caso e outro, observa-se que a média ponderada seria apenas 0,3% maior que o valor central de 1317 kW. Ainda, no que diz respeito à região do interior da Bahia, foi estimado um

caso em que os resultados da Figura 9 foram associados com os da Figura 11. Por meio de algumas regressões lineares, cada resultado de alfa foi corrigido para sua respectiva intensidade de turbulência. Por exemplo, o valor de 1514 kW encontrado para o regime instável, com 10% de IT, foi corrigido para sua real IT de 22,6% e que resultou em um valor de 1383 kW. Os valores finais corrigidos são conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados de PM simulada, IT medida e PM corrigida para os três tipos de regime eólico do interior da Bahia.

| Regime | Potência simulada (kW) | IT medida (%) | Potência corrigida | Nº de horas |
|----------|------------------------|---------------|--------------------|-------------|
| Estável | 1317 | 9,4 | 1319 | 12 |
| Neutro | 1322 | 13,6 | 1287 | 4 |
| Instável | 1514 | 22,6 | 1383 | 8 |

A partir da Tabela 4, fica evidente a influência da intensidade de turbulência no desempenho do aerogerador sendo que, essa correção ajuda a explicar a grande diferença entre o perfil instável em relação aos perfis neutro e estável. A média ponderada da PM corrigida é 3,6% menor que a média ponderada da potência simulada.

Por fim, ainda para o interior da Bahia, foi assumido que o valor de potência média corrigida para o regime neutro (1287 kW) representa o valor médio do local. Este valor de PM seria 3,7% menor que o valor de PM calculado a partir da ponderação entre os três regimes e a frequência de ocorrência dos mesmos. Neste ponto, é possível afirmar que: os efeitos da estabilidade atmosférica podem introduzir erros na estimativa de produção de energia de cerca de 3,7%.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram analisados individualmente os impactos do perfil vertical do vento e da intensidade de turbulência no desempenho aerodinâmico e potência média de um aerogerador. Mostrou-se que, para a região côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal), a variação do alfa pode introduzir grandes variações de torque no rotor, quando a intensidade de turbulência é mantida constante. Da mesma forma, para a intensidade de turbulência, mostrou-se que a variação da mesma também impacta no torque do rotor, diminuindo à medida que a IT é aumentada. Para os resultados obtidos a partir da variação de alfa e IT de maneira individual, mostrou-se que considerar um valor médio ao invés de uma média ponderada para cada tipo de regime pode representar grandes erros de estimativa, chegando a até 9% de diferença.

Os estudos citados no Capítulo 2 demonstram que na região côncava da curva de potência do aerogerador, baixas intensidades de turbulência são benéficas para o desempenho e que altos valores de cisalhamento causam um decréscimo de desempenho. Os resultados deste estudo corroboram estas tendências.

Nos estudos baseados em dados reais, normalmente a IT tem um impacto maior que o perfil vertical no desempenho do aerogerador. Desta forma, também foi analisada a combinação dos efeitos causados pelo cisalhamento e pela IT, fazendo as correções de potência média a partir de regressões lineares para os diferentes casos de alfa e de IT. Mostrou-se que as PM corrigidas para suas respectivas IT apresentam valores mais coerentes entre os três tipos de regime presentes ao longo do dia, o que indica que, de fato, a IT possui um impacto mais significativo que o perfil vertical.

A partir dos valores de potência média corrigida pela IT, demonstrou-se que, para a região da curva de potência analisada, considerar um valor médio de alfa e de IT pode introduzir uma diferença da ordem de 3,7% na potência média de um aerogerador, em comparação com uma média ponderada pelo tipo de regime ao longo do dia (estável, neutro e instável).

REFERÊNCIAS

- Alblas, L., Bierbooms, W. e Veldkamp, D. Power Output of Onshore Wind Farms in Relation to Atmospheric Stability. *Journal of Physics, Conference Series*, vol. 555, 2012.
- Antoniou, I., Pedersen, S. M. e Enevoldsen, P. B. Wind Shear and Uncertainties in Power Curve Measurement and Wind Resources. *Wind Engineering*, vol. 33, p. 449–468, 2009.
- AWS Truepower. *A Study of Wind Speed Variability Using Global Reanalysis Data*, 2013.
- Bardal, L., Sætran, L. e Wangsnæss, E. Performance Test of A 3MW Wind Turbine – Effects of Shear and Turbulence. *Energy Procedia*, vol. 80, p. 83–91, 2015.
- Barriatto, L. C. Efeitos da estabilidade atmosférica na modelagem do escoamento para aplicações no setor de energia eólica. *Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul*, 2018.
- Beljaars, A. e Walmsley, J. A Mixed Spectral Finite-Difference Model for Neutrally Stratified Boundary-Layer Flow Over Roughness Changes and Topography. *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 38, p. 273–303, 1987.
- Dutra, R. *Energia Eólica, Princípios e Tecnologia*. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2008.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Estudos para a licitação da expansão da geração, Empreendimentos Eólicos, Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos, 2016.

- Honrubia, A., Viguera-Rodríguez A., Gómez Lázaro, E. e Rodríguez-Sánchez, D. The influence of wind shear in wind turbine power estimation. Escuela de Ingenieros Industriales. University of Castilla-La Mancha, 2010.
- IEC - International Electrotechnical Commission. IEC 61400-12-1: Power Performance measurements of Electricity Producing Wind Turbines. First Edition, Annex G, p. 66-73, 2005.
- Mellinghoff, H. Development of Power Curve Measurement Standards. DEWI Magazin, 2013.
- Miller, A., Chang, B., Issa, R. e Chen, G. Review of computer-aided numerical simulation in wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 25, p.122_134, 2013.
- MME - Ministério de Minas e Energia. Energia Eólica no Brasil e Mundo. Ano de referência: 2016, 2017.
- Morelli, F. S. Panorama geral da energia eólica no Brasil. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- Newman, J. F. e Klein, P. M. The Impacts of Atmospheric Stability on the Accuracy of Wind Speed Extrapolation Methods. Resources, vol. 3, p.81-105, 2014.
- Rareshide, E., Tindal, A., Johnson, C., Graves, A., Simpson, E., Blegg, J., Harris, T. e Schoborg, D. Effects of Complex Wind Regimes on Turbine Performance. Presented at the AWEA WINDPOWER Conference, Garrad Hassan America, Inc., Chicago, 2009.
- Rinker, J. e Dykes, K. WindPACT Reference Wind Turbines. (N° NREL/TP-5000-67667). NREL, Golden, CO, 2018.
- Sakagami, Y., Santos, P., Haas, R., Passos, J. e Taves, F. Effects of turbulence, wind shear, wind veer, and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil. Instituto Federal de Santa Catarina, 2015.
- SIGEL - Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico. <https://sigel.aneel.gov.br/>, 2019.
- St. Martin, C. M., Lundquist, J. K., Clifton, A., Poulos, G. S. e Schreck, S.J. Wind Turbine Power Production and Annual Energy Production Depend on Atmospheric Stability and Turbulence. Wind Energy Science, vol. 1, pg. 221-236, 2016.
- Wagner, R., Antoniou, I., Pedersen, S. M., Courtney, M. S. e Jørgensen, H. E. The Influence of the Wind Speed Profile on Wind Turbine Performance Measurements. Wind Energy, vol.12, p. 348-362, 2009.
- Wagner, R., Cañadillas, B., Clifton, A. Feeney, S., Nygaard, N., Poodt, M., Martin, C., Tüxen, E. e Wagenaar, J. W. Rotor Equivalent Wind Speed for Power Curve Measurement – Comparative Exercise for IEA Wind Annex 32. Journal of Physics, Conference Series, vol. 524, 2014.
- Wagner, R., Courtney, M., Gottschall, J. e Lindelöw-Marsden, P. Accounting for the Speed Shear in Wind Turbine Power Performance Measurement. Wind Energy, vol. 14, p. 993-1004, 2011.
- Werapun, W., Tirawanichakul, Y. e Waewsak, J. Wind Shear Coefficients and their Effect on Energy Production. Energy Procedia, vol. 138, p.1061-1066, 2017.
- GE Renewable Energy. World's Largest Offshore Wind Turbine - Haliade-X. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/turbines/haliade-x-offshore-turbine>, 2019. Acesso em:03-02-2019.
- Zhang, M. Wind resource assessment and micro-siting: science and engineering. John Wiley & Sons, 1ª edição, Singapura, 2015.

NUMERICAL ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF BAHIA INLAND WIND CHARACTERISTICS ON THE AERODYNAMIC PERFORMANCE AND AVERAGE POWER OF A WIND TURBINE

Abstract. *The objective of this work is to analyse the impact of three different wind regime characteristics, in the inlands of the state of Bahia, in the aerodynamic performance and average power output of a large-scale wind turbine generator. The effects are caused by the vertical wind profile variation, the wind turbulence intensity and the wind atmospheric stability. For the study, it has been used real wind measurements for the vertical wind profile definition, as well as for the turbulence intensity. The wind data, in hourly basis, have been categorized according to the wind regime, where possible. To estimate the impact of these effects, it has been used the NREL WindPACT 1,5 MW reference wind turbine, with 70 metres rotor diameter and 84 metres hub height. The analysis was made via numerical simulations, with the software Ansys® Fluent®, using RANS model and finite volumes method for the resolution of the governing equations and atmospheric k-ε turbulence model for the closure problem. For the meshing, it has been used non-structured tetrahedral volumes with prismatic elements on surfaces of greater interest. It has been studied five different vertical wind profiles and three different values of turbulence intensity. With these eight results, it has also been possible to estimate the atmospheric stability impact in one of the locations of the study. It has been found that different vertical wind profiles, with the same hub height wind speed and the same turbulence intensity, may present up to 15% variation in terms of wind turbine average power, depending on the vertical wind profile alpha. For the turbulence intensity tests, for each 5% increment of it, a variation of approximately 3% is expected on the average wind turbine power. Finally, it has been analysed the impact of the atmospheric stability, observing that it represents up to 3,7% difference in the average wind turbine power.*

Key words: Vertical Wind Profile, Atmospheric Stability, NREL WindPACT 1,5 MW