

## O EFEITO DE BLOQUEIO DOS PARQUES EÓLICOS E SEU IMPACTO NAS PREVISÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA

**Leonardo Barriatto** – leonardo.barriatto@dnvgl.com

**Frederico Tilman** – frederico.tilman@dnvgl.com

**Circe Triviño** – circe.trivino@dnvgl.com

DNV GL Energy, Av. Carlos Gomes, 1000 / 702, Porto Alegre – RS, Brasil

### RESUMO

Quando um aerogerador opera em isolamento, a jusante de seu rotor se forma a região da esteira, onde a velocidade média do escoamento é reduzida em relação à velocidade da corrente livre. A montante do rotor é gerada uma região de bloqueio, onde também se observa redução de velocidade. Quando vários aerogeradores próximos operam simultaneamente em um parque eólico, as zonas de bloqueio de cada aerogerador se sobrepõem e formam uma região de bloqueio combinada de alcance muito mais extenso a montante do parque.

Os modelos de cálculo amplamente utilizados no setor eólico para simulações de perdas aerodinâmicas consideram o efeito de esteira, porém não consideram o efeito de bloqueio. Dados de parques eólicos operacionais sugerem que desconsiderar este efeito nos cálculos das estimativas de geração de energia pode causar erros sistemáticos relevantes nas previsões.

A DNV GL quantificou o efeito de bloqueio utilizando simulações numéricas do escoamento em três parques eólicos *onshore*. Os resultados sugerem que a zona de bloqueio combinada pode causar reduções de velocidade mais intensas do que se pensava inicialmente, e se estender para além de 2 km a montante dos aerogeradores.

Estas simulações numéricas foram validadas através de torres anemométricas que registraram dados nas imediações destes parques, durante os períodos anterior e posterior ao início das operações comerciais. Segundo essas medições, a uma distância de dois diâmetros de rotor a montante dos aerogeradores, observa-se redução média de 3,4% na velocidade do escoamento em relação à velocidade de corrente livre. A uma distância de sete diâmetros de rotor, a redução média de velocidade medida foi de 1,9%. Quando avaliadas do ponto de vista da produção de energia, essas reduções podem ser de magnitude ainda maior.

**Palavras-chave:** efeito de bloqueio; perdas aerodinâmicas; geração de energia eólica; aerogeradores; simulações numéricas; CFD.

## **ABSTRACT**

The operation of a single wind turbine leads to the development of a wake zone downstream of its spinning blades, where the mean wind speed is reduced with respect to the incoming free stream velocity. Another wind speed reduction zone is also formed upstream of the rotor: the induction or blockage zone. When multiple neighboring wind turbines operate simultaneously, a more extensive wind speed reduction zone is observed, as if the blockage from individual turbines had combined into a wind farm scale blockage effect.

The computational models used within the wind sector to calculate aerodynamic losses do consider the wake effect. However, most of them do not consider the blockage effect. Data from operational wind farms suggest that the combined wind farm level blockage causes front row turbines to produce less energy than they each would operating in isolation. Should this phenomenon be ignored from wind energy production estimates, it may result in an overprediction bias that pervades the entire wind farm.

DNV GL has used numerical simulations to quantify the blockage effect on three onshore operational wind farms. The results suggest that the combined wind farm blockage effect can lead to more intensive wind speed reduction levels, than what was initially assumed by the wind sector. According to the simulations, in some cases the blockage regions may extend further than 2 km upstream of the front row turbines.

The results from these numerical simulations have been validated against measured data. DNV GL used the measurements from several meteorological masts installed near those wind farms areas, that kept continuously registering data before and after the beginning of the turbines commercial operations. According to these measurements, at a distance of two rotor diameters upstream of the wind farms, the average wind speed slowdown is 3.4% with respect to free stream velocity; at seven to ten rotor diameters upstream, the average slowdown is 1.9%. When translated into energy production, these reductions may be of even greater magnitude.

**Key-words:** blockage effect; aerodynamic losses; energy production assessment; wind turbines; numerical simulations; CFD.

## 1. INTRODUÇÃO

Quando um corpo sólido é introduzido dentro do campo de escoamento de um fluido, a dinâmica do escoamento é alterada em virtude da presença do corpo sólido. Em geral, estas alterações são mais intensas na região da interface do fluido com o sólido, em virtude principalmente das forças de atrito e dos gradientes de pressão que se formam. É notório que perturbações no campo de escoamento se propagam tanto a jusante quanto a montante do corpo sólido. Este comportamento universal da mecânica dos fluidos pode ser ilustrado, por exemplo, pelo campo de velocidades formado no escoamento de ar ao redor de um cilindro sólido, conforme aquele exibido na Figura 1.

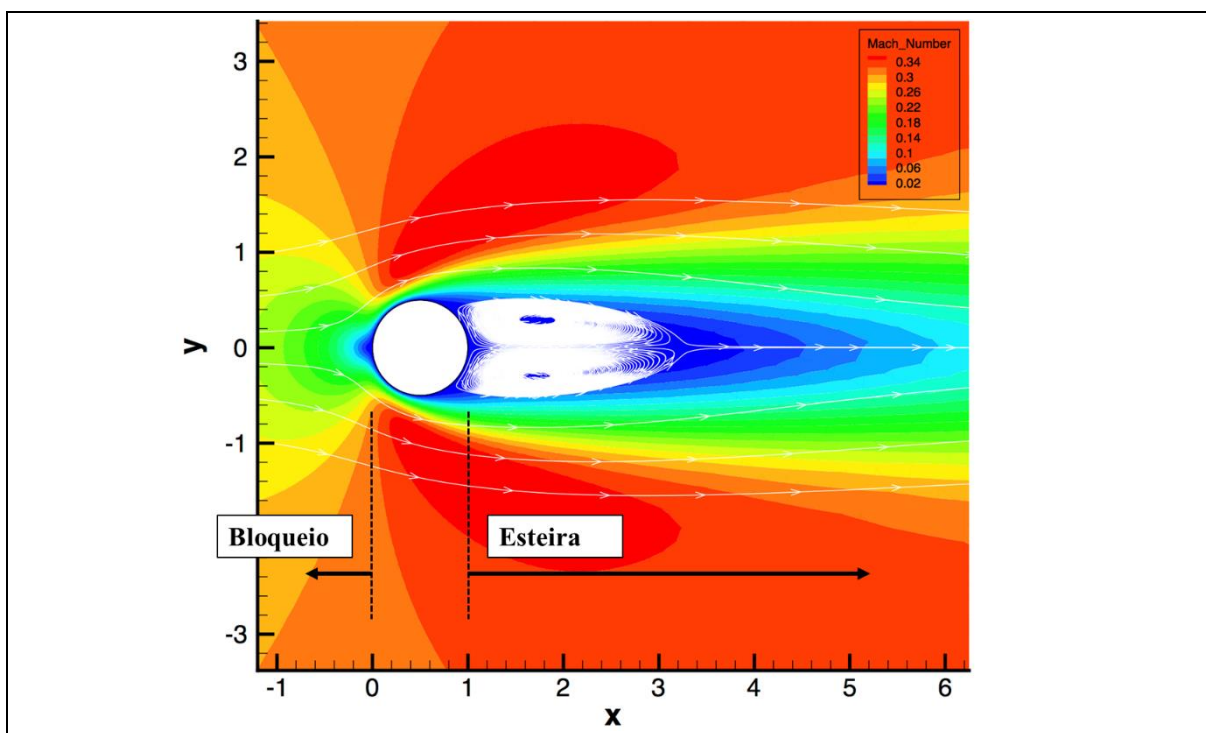


Figura 1 – Vista transversal do campo de velocidade do escoamento laminar de um fluido viscoso ao redor de um cilindro infinitamente longo. ( $N^{\circ}$  de Reynolds,  $Re = 40$ )

Pode-se notar pela Figura 1 que uma extensa região com déficit de velocidade é formada a jusante do cilindro. Esta região frequentemente é chamada de “esteira”. Simultaneamente, uma região com déficit de velocidade menos extensa também pode ser observada a montante do corpo sólido. Trata-se da região de “bloqueio” ou “indução” do campo de escoamento.

O corpo da Figura 1 é estacionário, mas, caso este estivesse em movimento, como por exemplo, no caso da trajetória de uma bola de golfe, diferentes perturbações no campo de escoamento seriam causadas. As regiões com déficit de velocidade mudariam de intensidade e direção em virtude do movimento do corpo sólido.

O comportamento do escoamento atmosférico do vento ao redor de um aerogerador em operação é afetado de forma similar pela presença e pelo movimento das pás e da *Nacelle*. Neste caso, também se formam regiões de interferência e déficit de velocidade, tanto a jusante do aerogerador (na esteira), como a montante do mesmo (na região de bloqueio).

A região da esteira já foi alvo de extensas pesquisas acadêmicas e comerciais ao longo das últimas décadas. O mesmo não pode ser afirmado sobre a zona de bloqueio. Por essa razão, o foco deste trabalho será estudar a região de bloqueio que se forma a montante de um grupo de aerogeradores em operação, avaliando as premissas que são comumente adotadas a respeito desta região em análises de recurso eólico, e os potenciais efeitos destas premissas sobre as previsões de geração de energia para um parque eólico.

## **2. RELEVÂNCIA PARA O SETOR EÓLICO**

A região de redução de velocidade que se forma no escoamento do vento incidente no rotor de uma turbina eólica é um fenômeno físico amplamente conhecido na indústria e na academia. Exemplo disso é que a norma técnica internacional habitualmente seguida para medição e testes de curva de potência em aerogeradores (IEC 61400-12-1), recomenda que os equipamentos de medição do recurso eólico sejam montados a uma distância de 2 a 4 diâmetros de rotor a montante do aerogerador sendo testado, de forma que a velocidade do vento registrada no equipamento de medição seja representativa da velocidade do escoamento livre.

Uma simulação numérica simples do escoamento do vento através de um aerogerador de porte industrial ajuda a visualizar este fenômeno. A Figura 2 ilustra a redução da componente horizontal de velocidade do vento que se observaria para um aerogerador cujo rotor mede 136 m e situa-se a 110 m de altura em relação ao solo. Para esta simulação ilustrativa considerou-se terreno plano, com cobertura uniforme e condições meteorológicas de neutralidade atmosférica. O modelo computacional empregado e as condições de contorno consideradas são descritos em detalhe no Capítulo 4. A velocidade de corrente livre (" $U_{\infty}$ ") é de 8 m/s na altura do cubo do rotor. Segundo a simulação, nesta mesma altura, na linha central do cubo, a uma distância de 2 diâmetros de rotor (2 D) a montante do aerogerador, esta velocidade é reduzida em cerca de 1,3%. A uma distância de 4 D, a redução observada é de 0,5%.

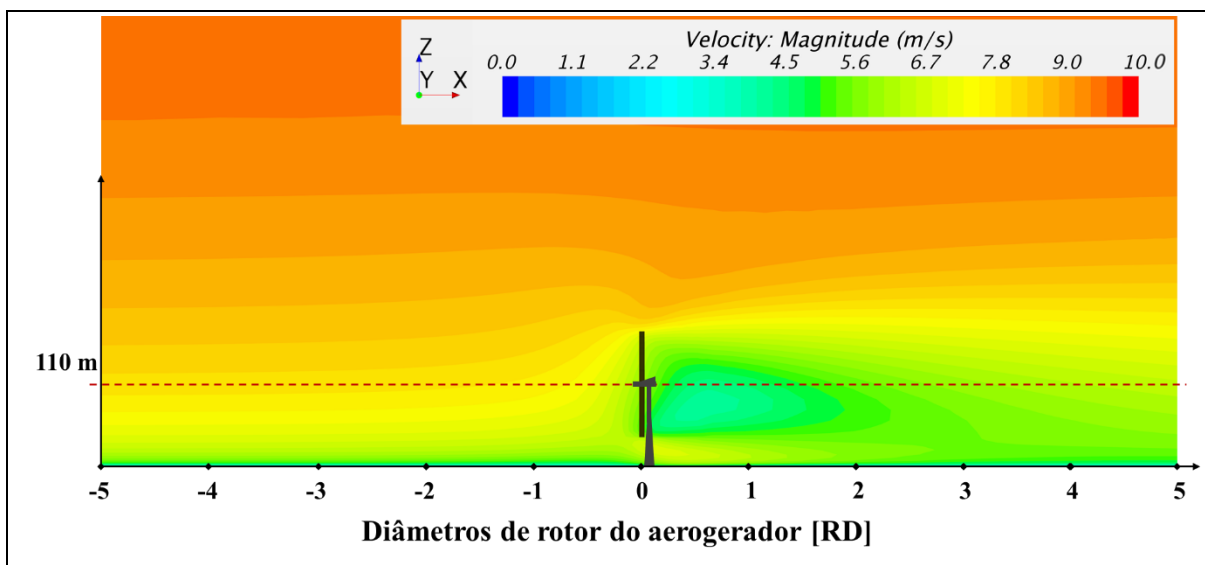


Figura 2 – Campo da componente horizontal de velocidade média (" $V_{xy}$ ") ao redor de um aerogerador operando em local com terreno plano e cobertura uniforme

As investigações e validações descritas ao longo dos capítulos 4 e 5 sugerem que, quando um grupo de aerogeradores contíguo opera simultaneamente, a redução de velocidade que se forma a montante dos aerogeradores, possui magnitude e alcance muito maiores do que se observa no caso de um aerogerador individual. De certa forma, pode-se considerar que o efeito de indução ou bloqueio de cada aerogerador individual se sobrepõe, combinando-se para formar uma zona de bloqueio mais extensa, das proporções do parque eólico.

Fenômenos semelhantes já foram observados por diversos outros autores. Ebenhoch et. al. 2016, realizaram experimentos em túnel de vento e simulações numéricas com um parque eólico composto por 105 aerogeradores. Com todos os aerogeradores operando simultaneamente, os resultados produzidos pelos autores sugerem a formação de uma zona de bloqueio (combinada) que diminui a velocidade do escoamento livre em cerca de 1% a uma distância equivalente a 10 diâmetros de rotor a montante dos aerogeradores.

Para o escoamento através de um canal fechado, Nishino e Willden, 2012, demonstraram através de simulações numéricas com turbinas movidas por energia maremotriz (*tidal turbines*), que o efeito de bloqueio poderia ser utilizado para aumentar a produção de energia de algumas posições ao longo do canal em até 5%, dependendo da compactação do *layout*, relativamente ao que estas posições produziram se operando isoladamente.

Bleeg et al., 2018, citam uma série de outros pesquisadores que se depararam com o efeito de bloqueio e fizeram considerações sobre tal. Um aspecto é comum à maioria destes estudos: a magnitude do efeito pode ser elevada, e negligenciá-lo pode ter impactos igualmente elevados.

## 2.1. Negligência do efeito de bloqueio

Possivelmente, o aspecto do efeito de bloqueio combinado que é mais relevante para o setor eólico, está relacionado aos estudos de previsão de produção de energia eólica. A grande maioria dos modelos amplamente utilizados para o cálculo das perdas aerodinâmicas (ou “perdas por esteira”) ignoram completamente a existência do efeito de bloqueio. Para exemplificar como isso ocorre, a Figura 3 apresenta configurações distintas de aerogeradores: cada círculo representa um aerogerador e é proporcional em escala ao diâmetro do rotor. As setas representam a direção mais frequente do escoamento.

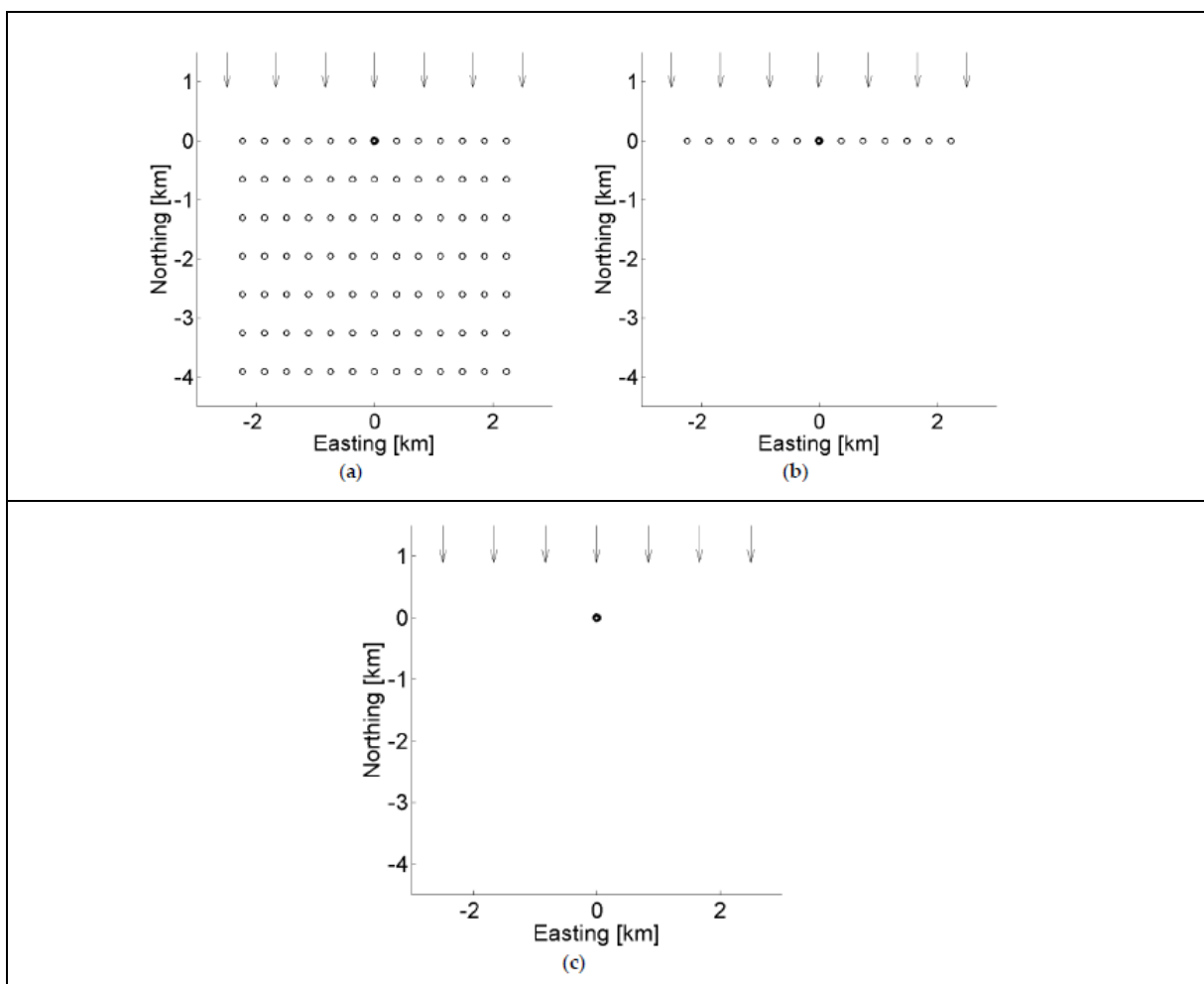


Figura 3 – Vista superior de um parque eólico ilustrativo. Círculos representam aerogeradores. (a) Todos os aerogeradores do parque em operação. (b) Apenas aerogeradores da primeira fila em operação. (c) Apenas um aerogerador da primeira fila em operação. [Adaptado de Bleeg et. al., 2018]

Segundo Bleeg et al., 2018, geralmente os modelos de esteira são calibrados partindo do pressuposto que um dado aerogerador selecionado na primeira fila, produziria a mesma energia se estivesse operando em concorrência com todos os aerogeradores do parque (Figura 3 a); se

estivesse operando apenas em concorrência com os aerogeradores contíguos da primeira fila (Figura 3 b); ou ainda se estivesse operando isoladamente (Figura 3 c). De acordo com esta metodologia de calibração, apenas os aerogeradores situados a jusante da primeira fila sofreriam perdas aerodinâmicas.

Walker et. al., 2015, realizaram um estudo comparativo com quatro modelos de esteira que, segundo os autores, são os mais comumente empregados pela indústria eólica na fase de desenvolvimento de novos projetos. Os autores também consideraram as variações dos modelos capazes de simular os efeitos de acoplamento de grandes parques eólicos com a camada limite atmosférica (*large wind farm correction*). O desempenho dos modelos foi avaliado através de comparações com a energia produzida por cinco parques eólicos *offshore*. Em média o erro absoluto calculado para as previsões de perdas por esteira de todos modelos testados foi de 9.3%. O erro de todos os modelos foi superior para o parque eólico *Lillgrund* (Dinamarca) que apresentava o menor espaçamento lateral mínimo entre aerogeradores (3,3 D). No caso deste parque, o erro médio apresentado por todos os modelos foi de 11,4%, com o máximo chegando a 22,0% em um dos casos. Embora seja elevada, a magnitude dos erros observados pelos autores encontra-se dentro dos limites de incerteza usualmente adotados para os resultados de modelos de esteira ( $\pm 25\%$ ). Vale ainda ressaltar que no caso do parque *Lillgrund*, onde o *layout* de aerogeradores é compacto, todos os modelos investigados apresentaram a mesma tendência, subestimando as perdas por efeito de esteira.

O tipo de comparação realizada por Walker et. al., 2015 ilustra a prática de validação e calibração que tem sido amplamente adotada pelo setor eólico: a produção de energia efetivamente produzida por parques eólicos operacionais é normalizada pela produção dos aerogeradores da fila frontal. Outro bom exemplo desta prática é o parque eólico operacional *Horns Rev I* (Dinamarca), que foi utilizado como um dos estudos de caso para validação de alguns dos modelos de esteira disponíveis no software *WindFarmer* (DNV GL, 2014). A direção predominantemente do vento é de oeste para leste na região do parque em questão. Conforme ilustra a Figura 4, a energia estimada com a aplicação dos modelos de esteira foi comparada com a energia produzida pelas filas de aerogeradores normalizada pela energia produzida pela fila frontal.

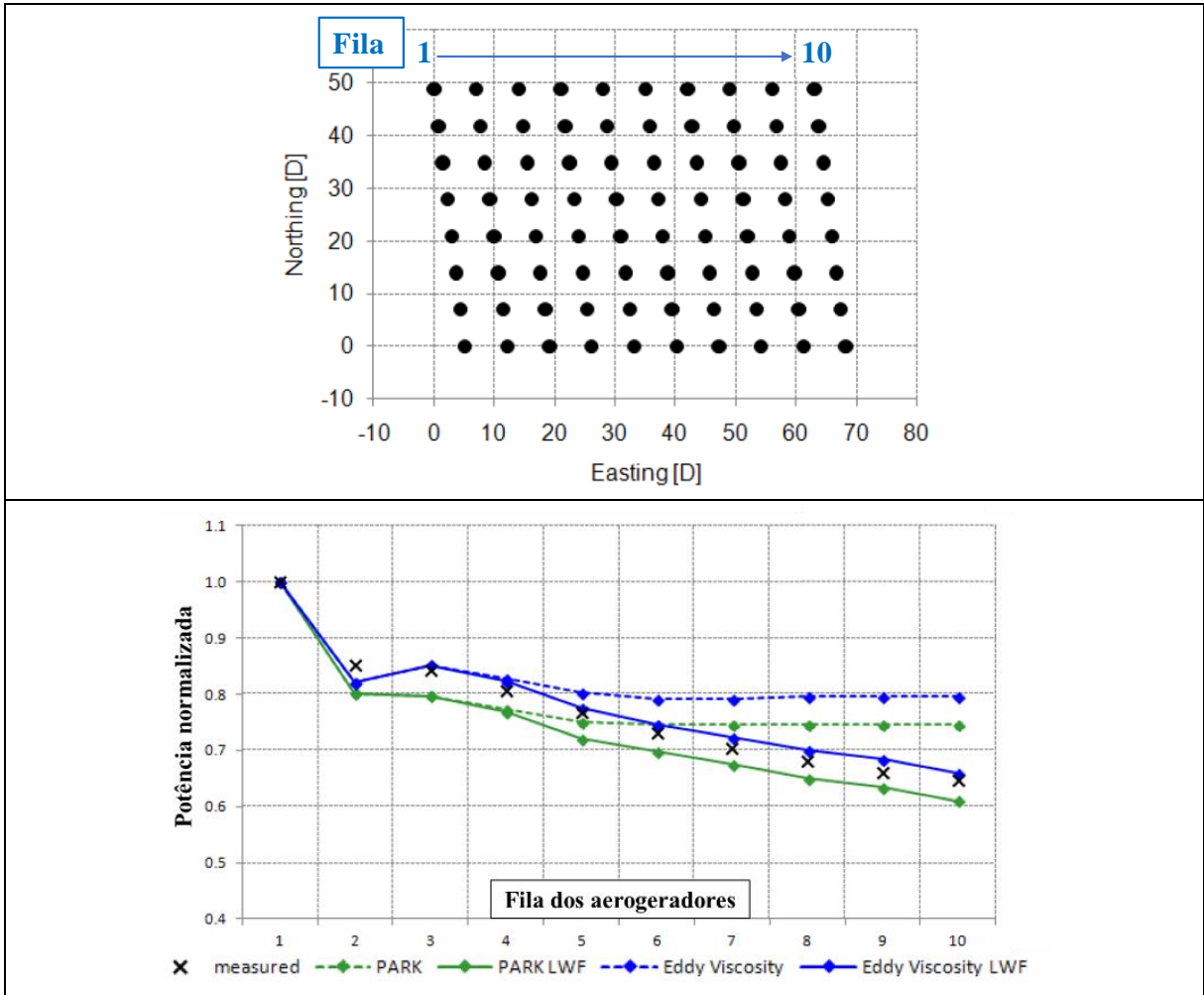


Figura 4 – Vista superior do parque eólico *Horns Rev I*. Círculos representam aerogeradores (acima). Comparação de modelos de esteira por fila (abaixo). [Adaptado de DNV GL, 2014]

Durante a operação comercial do parque eólico *Horns Rev I*, os aerogeradores da primeira fila não estavam expostos a velocidade de corrente livre do escoamento atmosférico. O campo de velocidade é afetado pelo efeito de bloqueio, em especial imediatamente a montante da primeira fila. Esse fenômeno está intrínseco nas calibrações dos modelos de esteira em virtude da forma como foram validados e calibrados, a exemplo da Figura 4. Caso esta realidade seja desprezada, e um dado modelo de esteira seja aplicado durante o desenvolvimento de um novo projeto, partindo do pressuposto que os aerogeradores frontais experimentam velocidades de corrente livre, a expectativa de produção de energia para todo o parque poderá estar sendo sobrestimada.

Tanto no Brasil quanto no resto do mundo, a DNV GL tem observado que, em média, a produção de energia efetivamente observada em parques eólicos em operação é inferior às estimativas de produção de energia de estudos pré-construtivos. Para um grupo de 50 projetos



avaliados na América do Norte entre 2011 e 2016, este erro nas estimativas de produção de energia foi da ordem de 2% para a maioria dos projetos (DNV GL, 2017). Para a indústria eólica como um todo, é possível que uma quantidade maior de estimativas de produção de energia esteja negligenciando um fator de perda de energia relevante, que é o efeito de bloqueio.

### 3. OBJETIVOS

O principal objetivo deste estudo consiste em quantificar o déficit de velocidade imposto pelo efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores operacionais de um parque eólico, através da aplicação de simulações numéricas (descritas no Capítulo 4) e também de medições de dados anemométricos realizadas em três parques eólicos (descritas no Capítulo 4.1).

Um objetivo secundário deste estudo consiste em demonstrar o impacto negativo que o efeito de bloqueio pode ter sobre estimativas de produção de energia eólica caso seja negligenciado pelos modelos de esteira.

Como objetivo paralelo busca-se ainda alertar a indústria eólica e o setor acadêmico sobre a necessidade de estudos adicionais sobre o efeito de bloqueio e sobre métodos e modelos que permitam quantificá-lo, do ponto de vista da geração de energia eólica, com maior precisão.

### 4. SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Para quantificar a magnitude e a extensão do efeito de bloqueio, a DNV GL utilizou principalmente simulações numéricas para o escoamento atmosférico baseadas no equacionamento RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*) com modelo de turbulência tipo " $k-\varepsilon$ " e aproximação de Boussinesq. Este tipo de modelo é amplamente utilizado pela indústria eólica, conforme sugerem os resultados do estudo comparativo realizado por Bechmann et al., 2011, no qual resultados obtidos com diferentes modelos de escoamento submetidos por 57 participantes foram comparados com medições de 10 torres anemométricas instaladas na ilha *Bolund*, Dinamarca. Dos 10 participantes que apresentaram os resultados mais precisos, todos utilizaram simulações RANS com modelo de turbulência tipo " $k-\varepsilon$ ".

O modelo empregado pela DNV GL foi aprimorado para simular com precisão os efeitos da estratificação térmica que ocorre dentro e fora da camada limite atmosférica. Para as simulações foram utilizados domínios computacionais com seis fronteiras. As duas fronteiras de entrada possuem perfis verticais definidos de velocidade, temperatura, pressão, energia cinética turbulenta (" $k$ ") e taxa de dissipação turbulenta (" $\varepsilon$ "). Estes perfis foram construídos

através da metodologia descrita por Bleeg et al., 2014, baseada na teoria para o equilíbrio dentro da camada limite atmosférica proposta por Monin e Obukhov, 1954, e na formulação postulada por Nieuwstadt, 1984. As duas fronteiras de saída do domínio possuem pressão e temperatura potencial definidas. A fronteira superior é deslizante, e se situa aproximadamente 17 km acima do nível do terreno. A fronteira inferior é construída a partir de mapas topográficos de alta resolução horizontal e possui condição de não deslizamento com função de parede modificada para considerar rugosidade aerodinâmica variando espacialmente (“ $z_0$ ”). Foram malhas computacionais não estruturadas, baseadas em elementos poliédricos com resolução horizontal variando conforme a proximidade dos pontos de interesse (aerogeradores). A implementação foi realizada dentro do *software* para simulações CFD (*Computational Fluid Dynamics*) Star-CCM+ (Siemens, 2017).

O desempenho positivo desta configuração de modelo em prever a variação espacial do escoamento atmosférico livre foi quantificado e validado através de comparações com medições de torres anemométricas em mais de 200 parques eólicos, conforme os resultados publicados por Corbett et al., 2015.

Para o presente estudo, o referido modelo foi aprimorado para simular a presença de aerogeradores operacionais. Conforme o estudo publicado por Bleeg et al., 2018, foram utilizados discos atuadores para representar os aerogeradores. Estes discos são constituídos por células de malha cilíndricas cuja espessura unitária corresponde a 5% do diâmetro do rotor do aerogerador que se deseja simular. Há 20 células deste o centro até a extremidade de cada disco, e sua espessura é composta por 5 células. As forças de contato (axiais e tangenciais) aplicadas aos discos são derivadas a partir das curvas de potência e de coeficiente de empuxo (“ $C_t$ ”) fornecidas pelos fabricantes dos aerogeradores, geralmente como função da velocidade do escoamento livre (“ $U_\infty$ ”).

Para os três parques eólicos estudados foram realizadas simulações a cada 10 graus de variação, considerando a direção horizontal de entrada do escoamento no domínio computacional. Todas as simulações realizadas convergiram para resultados estáveis e apresentaram variação da ordem de  $10^{-4}$  para os resíduos numéricos avaliados nas posições dos aerogeradores após 2000 iterações.

#### **4.1. Validações**

Os proprietários de três parques eólicos operacionais concederam à DNV GL séries de dados registrados por torres anemométricas instaladas nas áreas desses parques, para validação

das simulações numéricas descritas no Capítulo 4. Essas torres foram montadas e instrumentadas segundo as melhores práticas internacionais (IEC 61400-12-1) e possuem medições válidas para os períodos anteriores e posteriores ao início das operações dos aerogeradores.

A Figura 5 ilustra as características comuns dos parques que foram selecionados para o estudo, e que os tornam favoráveis à metodologia de validação utilizada.

- Existência de ao menos uma torre situada no perímetro (P) do parque eólico, imediatamente a montante dos aerogeradores na direção do escoamento predominante. Estas torres são claramente afetadas pelo efeito de bloqueio;
- Existência de ao menos uma torre de referência (R), mais distante do parque eólico, lateralmente ou a montante dos aerogeradores. Pressupõe-se que estas torres observam a velocidade de corrente livre.
- Medições concorrentes nas torres P e R para os períodos anterior e posterior ao início das operações comerciais nos parques eólicos.

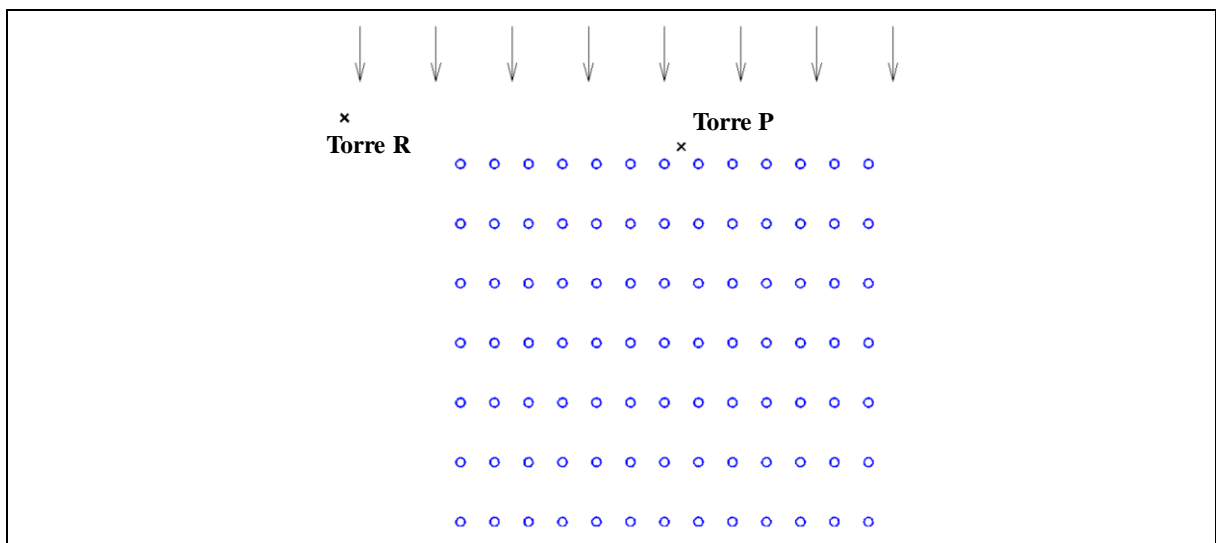


Figura 5 – Vista superior de um parque eólico genérico. Aerogeradores são círculos. As setas representam a direção principal do escoamento.

A Tabela 1 apresenta algumas características dos três parques eólicos (A, B e C) que foram alvo das simulações numéricas com o modelo computacional descrito no Capítulo 4. No Capítulo 5 são apresentadas figuras com a disposição espacial destes parques eólicos e o posicionamento das torres anemométricas. Seguindo requisitos de confidencialidade, nestas figuras o posicionamento específico de cada aerogerador foi omitido, tão bem como a real direção predominante do escoamento do vento.

Tabela 1 – Características dos parques eólicos selecionados para as validações

Parque eólico	A	B	C
Número de máquinas	87	80	100
Espaçamento lateral médio [RD]	3,2	3,0	3,0
Espaçamento médio entre filas [RD]	20,0	10,0	13,0
Topografia	Simples. Terreno plano.	Complexa. Inclinações de até 4 graus.	Simples. Terreno plano.
Rugosidade aerodinâmica [m]	0,01	0,05 até 0,1	0,01
Medições antes do COD	1 ano	> 1 ano	6 meses
Medições depois do COD	1 ano	> 1 ano	5 meses

- RD = diâmetros de rotor (rotor *diameters*);
- COD = início das operações comerciais (*comercial operation date*).

Os dados registrados pelas torres anemométricas instaladas próximas aos parques eólicos selecionados passaram por processos criteriosos de controle de qualidade, tendo sido filtrados e considerados válidos apenas quando:

- A direção do escoamento do vento situava-se dentro de setores de 30 graus nos quais as torres anemométricas não se localizam a jusante (na esteira) de aerogeradores;
- A velocidade média do vento nas torres “P” situava-se entre 5 m/s e 9 m/s, pois se espera que neste patamar de velocidade a maioria dos aerogeradores estejam operando próximo do máximo coeficiente de empuxo (" $C_t$ ");
- Pelo menos 90% dos aerogeradores do parque estavam operacionais (este filtro foi aplicado apenas para a parcela de dados após o início da operação dos parques);
- Existiu concorrência entre as medições consideradas válidas nas torres “P” e nas torres “R”.

Para análise dos resultados das simulações numéricas, utilizou-se a variável auxiliar " $\Delta U_{P,R}$ ". Trata-se da razão de velocidade média ( $\overline{U_{xy}}$ ) observada entre as torres de perímetro (P) e as torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial dos aerogeradores dos parques eólicos sob análise.

$$\Delta U_{P,R} = \frac{(\overline{U_P/\overline{U_R}})_{Depois}}{(\overline{U_P/\overline{U_R}})_{Antes}} - 1 \quad (1)$$

Se " $\Delta U_{P,R}$ " for igual a zero, pode-se interpretar que a razão de velocidades entre as torres de perímetro (P) e as torres de referência (R) não sofreu variação após o início da operação dos

aerogeradores. Valores negativos de " $\Delta U_{P,R}$ " sugerem que após iniciarem suas operações, os aerogeradores estejam causando reduções de velocidade nas torres de perímetro (P) em relação às torres de referência (R). Ao longo deste estudo este fenômeno será chamado de “efeito de bloqueio”.

## 5. RESULTADOS

A vista superior do parque eólico “A” é apresentada na Figura 6. A escala de cores ilustra a redução no campo da componente horizontal de velocidade em relação à corrente livre, segundo os resultados das simulações numéricas (CFD) descritas no Capítulo 4, considerando todos os aerogeradores do parque como ativos.

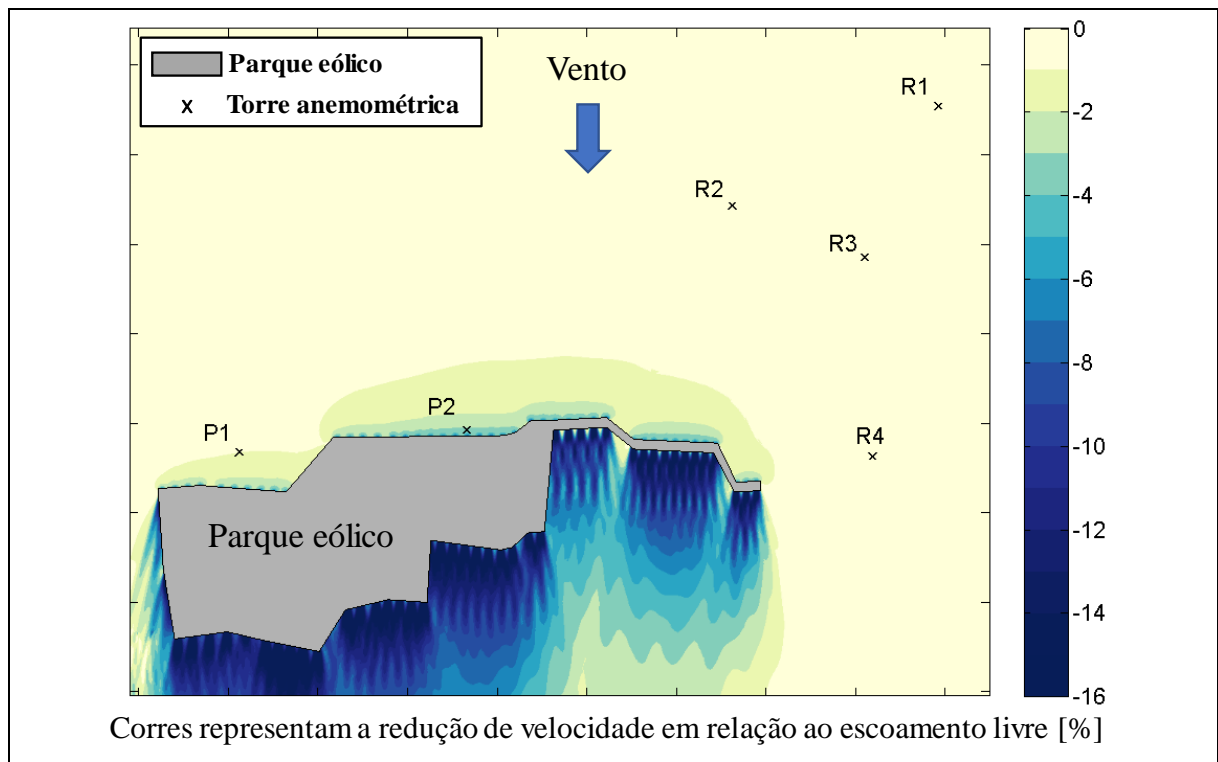


Figura 6 – Vista superior do **parque A** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade (" $\Delta U_{P_i,R_i}$ ") observadas entre todo os pares de torres anemométricas de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico “A” são apresentadas na Figura 7. A variável  $\overline{\Delta U_{P1,R1-4}}$  denota o valor médio calculado entre a torre P1 e as quatro outras torres de referência (R1 até R4).

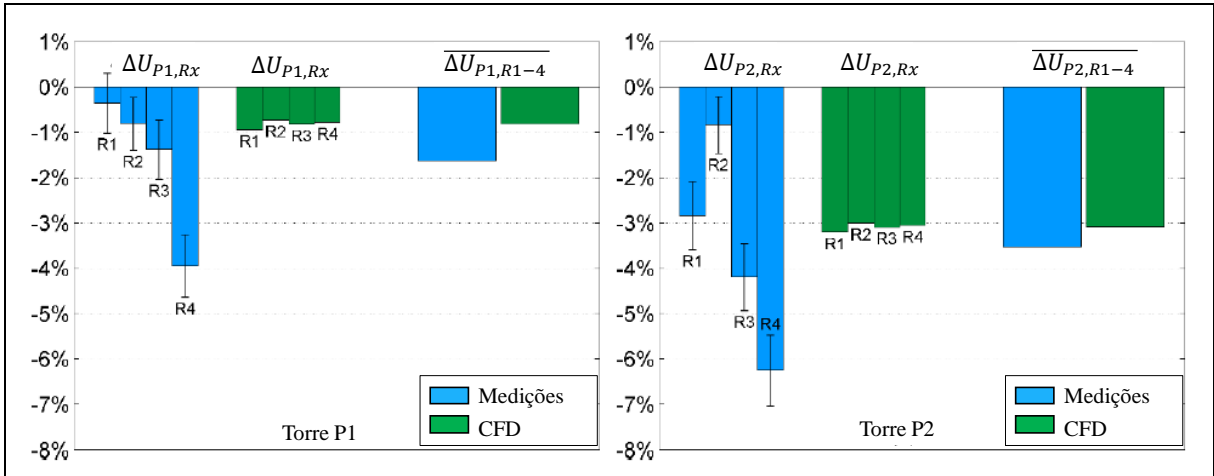


Figura 7 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque A**. Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque A, considerando a média de todas as 8 combinações possíveis entre pares de torres de referência e torres de perímetro:

$$\bullet \quad \overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -2,0\% \quad | \quad \overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -2,6\%.$$

Foram realizadas simulações numéricas onde apenas o aerogerador mais próximo da torre P2 estava operacional. Neste caso a redução de velocidade média observada na torre foi de 1,2% em relação à velocidade da corrente de vento livre para o setor de interesse. Quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada na torre P2 foi de 3,4% relativamente à velocidade do escoamento livre. Estes resultados sugerem que o efeito de bloqueio combinado de todos os aerogeradores é a principal causa para a redução substancial de velocidade observada nas torres P1 e P2.

A vista superior do parque eólico “B” é apresentada na Figura 8, juntamente com a redução observada no campo da componente horizontal de velocidade, em relação à velocidade corrente livre, segundo os resultados das simulações numéricas descritas no Capítulo 4. Para estes resultados considerou-se que todos os aerogeradores do parque “B” estavam operacionais.

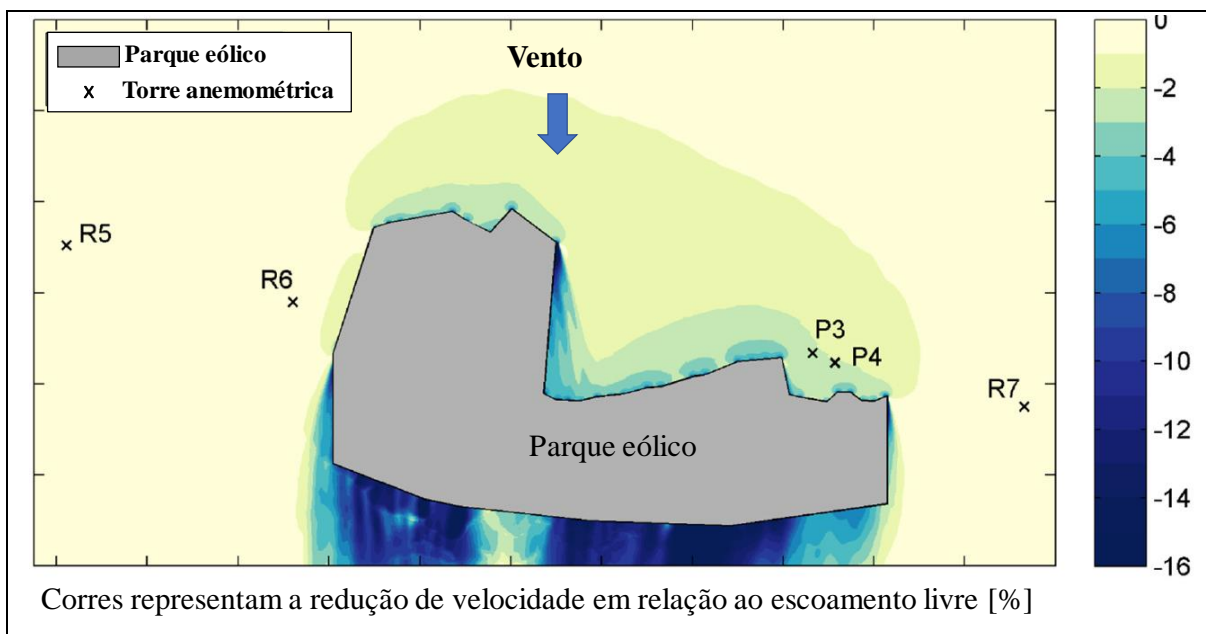


Figura 8 – Vista superior do **parque B** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade (" $\Delta U_{P_i,R_i}$ ") observadas entre todos os pares de torres anemométricas de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico "B" são apresentadas na Figura 9. A variável  $\overline{\Delta U_{P3,R5-7}}$  denota o valor médio calculado entre a torre P3 e as três outras torres de referência (R5 até R7).

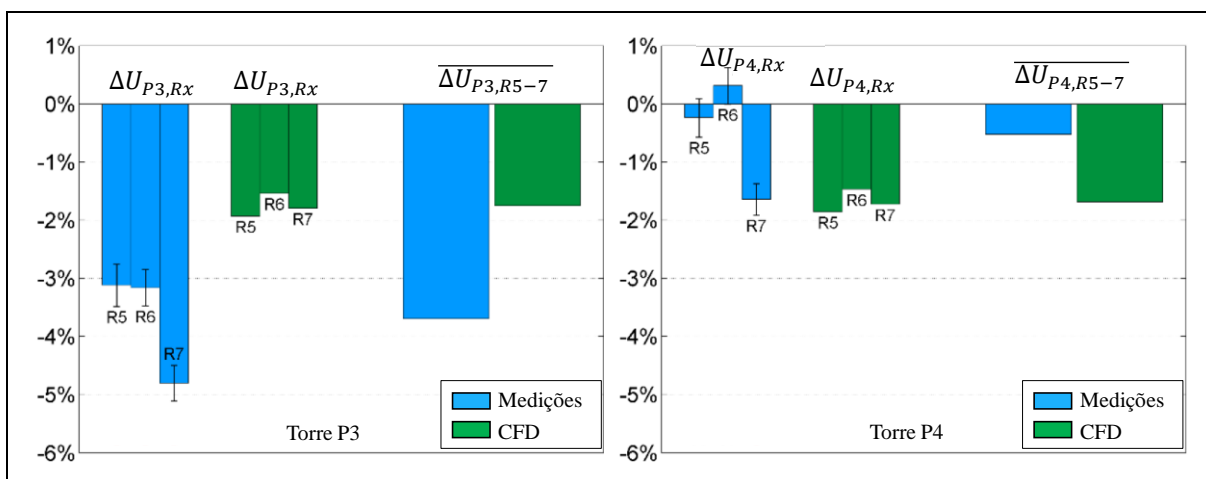


Figura 9 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque B**. Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque B, considerando a média de todas as 6 combinações possíveis entre pares de torres de referência e torres de perímetro:

- $\overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -1,7\%$  |  $\overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -2,1\%$ .

Diferentemente do caso da torre P2 no parque “A”, para o parque “B” as torres de perímetro (P3 e P4) não estão próximas o suficiente dos aerogeradores para apresentarem déficit de velocidade nas simulações com apenas um aerogerador operacional. No entanto, é notório que em virtude do curto espaçamento entre aerogeradores (vide Tabela 1), para as simulações com todos os aerogeradores ativos, observa-se uma zona de bloqueio de velocidade da escala espacial do parque eólico, que se estende até mais de 2 km a montante da primeira fila de aerogeradores.

A Figura 10 ilustra a disposição espacial do parque “C”. A escala de cores ilustra a redução no campo da componente horizontal de velocidade, em relação à velocidade de corrente livre, considerando todos os aerogeradores como operacionais.

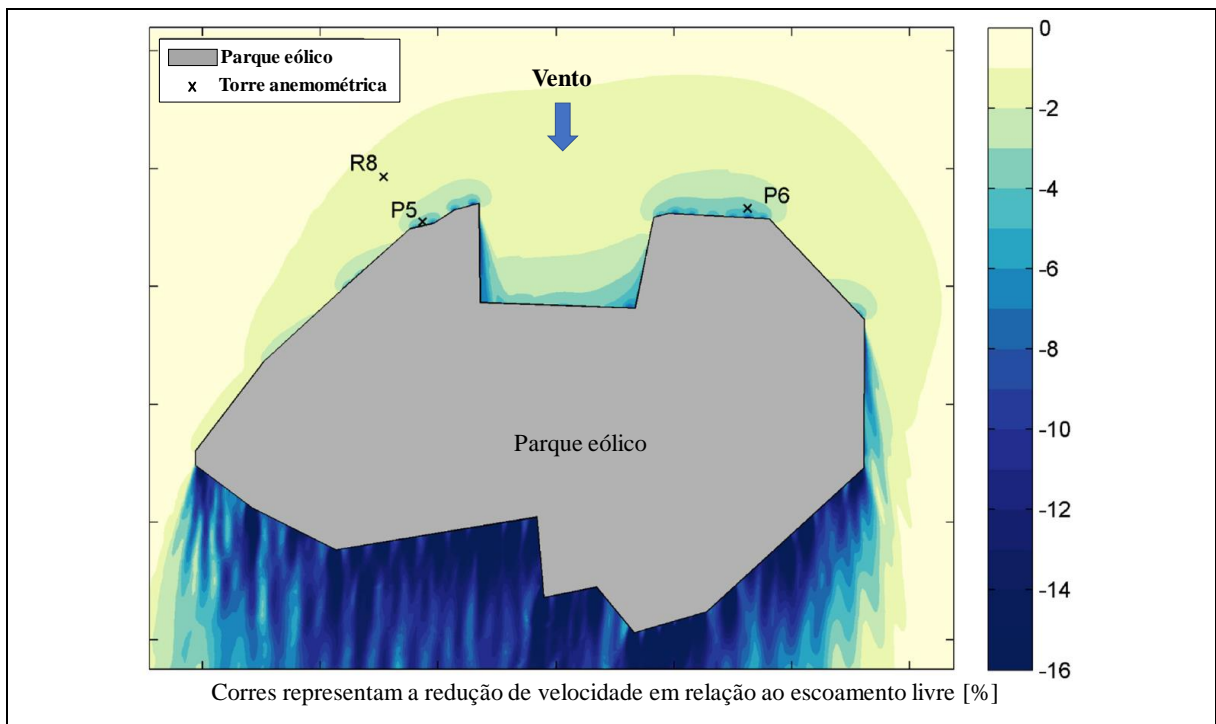


Figura 10 – Vista superior do **parque C** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade (" $\Delta U_{P_i,R_i}$ ") observadas entre os dois pares de torres de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico são apresentadas na Figura 11.



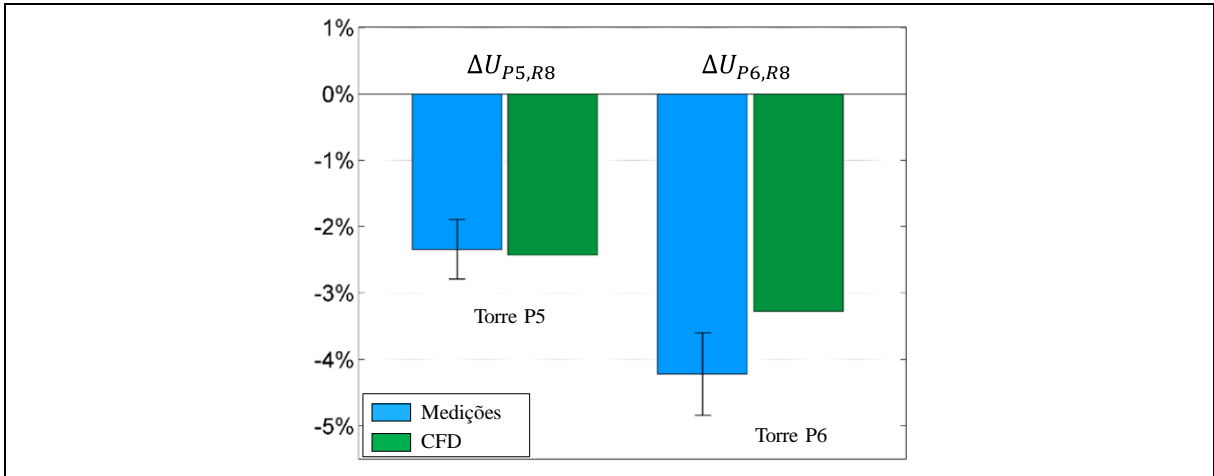


Figura 11 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque C**. Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque C, considerando a média para os dois pares possíveis de torres de referência e torres de perímetro:

- $$\overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -2,9\% \quad | \quad \overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -3,3\%.$$

Foram realizadas simulações adicionais onde apenas o aerogerador mais próximo das torres “P” estava operacional. Nestes casos a redução de velocidade média em relação à corrente livre foi de 1,2% para a torre P5 e 1,5% para a torre P6. Quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada foi de 3,7% para a torre P5 e 4,5% para a torre P6.

Para os três parques eólicos investigados, considerando as simulações com todos os aerogeradores operacionais, a uma distância de dois diâmetros de rotor a montante da primeira fila, foi calculada uma redução média de 3,0% na velocidade do escoamento em relação à velocidade de corrente livre (que seria observada sem a presença dos aerogeradores operacionais). A uma distância equivalente a sete diâmetros de rotor a redução média de velocidade simulada numericamente foi de 1,4%. Para comparação: segundo as medições das torres anemométricas posicionadas nestas mesmas distâncias (2 D e 7 D) as reduções observadas foram de 3,4% e 1,9%, respectivamente.

## 6. CONCLUSÕES

Para todos os pares de torres investigados em todas as simulações numéricas realizadas, observou-se valores negativos para  $\Delta U_{P,R}$ , que na maioria dos casos foram confirmados pelas medições realizadas com as torres anemométricas. Isso fortalece a ideia de que grupos de aerogeradores em operação não geram apenas déficit de velocidade a jusante do plano do rotor, na região da esteira, mas que uma extensa região de “bloqueio” também é observada a montante considerando a direção do escoamento do vento.

Os resultados das simulações e das validações apresentadas no Capítulo 5 sugerem que um grupo de aerogeradores contíguos operando simultaneamente causa uma zona de bloqueio combinada que é mais intensa do que aquelas observadas durante a operação de um único aerogerador. Por exemplo, no caso da torre anemométrica P2, situada a 2 diâmetros de rotor do aerogerador mais próximo, a redução de velocidade em relação à corrente livre salta de 1,2%, considerando apenas aquele aerogerador como ativo, para 3,4% quando todos os aerogeradores são considerados ativos.

A partir dos resultados obtidos é possível suspeitar que a zona afetada pelo efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores se estende por distâncias muito mais longas do que usualmente se considerava no setor eólico. Para os parques eólicos investigados, as áreas afetadas pelo efeito de bloqueio se estendem até mais de 2 km a montante dos aerogeradores operacionais, sendo que mesmo para estas distâncias, déficits de velocidade da ordem de 1% a 2% relativamente à velocidade de corrente livre foram observados.

A utilização de modelos de esteira que não consideram o efeito de bloqueio para estimativas de produção energia eólica pode ter um impacto importante, pois o déficit de velocidade resulta em um efeito cascada de super-estimativas de energia que permeia todo o parque eólico: por exemplo, se o efeito de bloqueio causa uma redução na produção de energia esperada para a primeira fila de um dado parque operacional da ordem de 2%, modelos de esteira que tenham sido utilizados na etapa de desenvolvimento do projeto, potencialmente terão superestimado a energia efetivamente gerada por todos os aerogeradores do projeto. Isso decorre do fato (descrito no Capítulo 2.1) de que estes modelos são tipicamente calibrados e validados em função de resultados da primeira fila.

Estudos de sensibilidade realizados por Bleeg et. al., 2018 sugerem que o impacto nas estimativas de geração de energia eólica decorrente da negligência do efeito de bloqueio pode ultrapassar a marca 4% em energia, para os parques eólicos com *layouts* de aerogeradores mais densos (compactos).

## **6.1. Pesquisa continuada**

Os autores entendem que a quantificação precisa do efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores significa um grande avanço técnico para o setor eólico. Contudo estudos e pesquisas adicionais ainda se fazem necessários para preencher as lacunas de conhecimento que ainda estão abertas. Algumas sugestões são brevemente citadas a seguir.

Do ponto de vista do efeito de bloqueio em um parque eólico, talvez as filas de aerogeradores em linha reta não configurem a disposição espacial mais eficiente para geração de energia. Em geral acredita-se que estas linhas retas são configurações ótimas, principalmente porque os modelos numéricos utilizados só consideram o efeito de esteira a jusante das filas. Talvez aerogeradores dispostos em linhas “serrilhadas” com repetidas formações em formato de “V” sejam mais eficientes quando o efeito de bloqueio também é considerado. Talvez outras formações sejam ainda mais eficientes em minimizar as perdas aerodinâmicas totais e maximizar a produção de energia.

Para o parque eólico “C” investigado neste estudo, as torres anemométricas P5 e P6 foram utilizadas para medições de curva de potência oficiais, seguindo os padrões estabelecidos pela norma IEC 61400-12-1. Conforme distrito no Capítulo 5, quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada foi de 3,7% para a torre P5 e 4,5% para a torre P6, em relação à velocidade de corrente livre. Uma interpretação possível destes resultados é que curvas de potência que tenham sido medidas com todo o parque eólico operacional podem não ser de fato função da velocidade de corrente livre, mas sim função de uma velocidade perturbada, de magnitude substancialmente menor do que se pensava originalmente no setor eólico.

## **AGRADECIMENTOS**

Os autores agradecem especialmente a Elizabeth Traiger, James Bleeg, Mark Purcell e Renzo Ruisi, membros da equipe técnica da DNV GL, por sua enorme contribuição com a pesquisa sobre o efeito de bloqueio em parques eólicos de grande porte e o desenvolvimento de novos modelos capazes de quantificá-lo. Esta publicação deve ser entendida como uma extensão do trabalho iniciado por eles (Bleeg et al., 2018).

## REFERÊNCIAS

- Bechmann, A.; Sørensen, N.; Berg, J.; Mann, J.; Rethore, P. E.; Mann, J. **The Bolund Experiment, Part II: Blind Comparison of Microscale Flow Models**. *Boundary Layer Meteorology*; vol. 141: pp. 245-271. 11 Aug. 2011.
- Bleeg, J.; Digraskar, D.; Woodcock, J.; Corbett, J. F. **Modeling Stable Thermal Stratification and Its Impact on Wind Flow over Topography**. *Wind Energy*, Wiley Online, 14 Jan. 2014. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.1692/>.
- Bleeg, J.; Purcell, M.; Ruisi, R.; Traiger, E. **Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production**. *Energies*, vol. 11, no. 6, p. 1609, 2018. DOI:10.3390/en11061609.
- Corbett, J. F.; Poenariu, A.; Horn, U.; Leask, P. **An Extensive Validation of CFD Flow Modelling**. Proceedings from DEWEK, Bremen, Germany. 2015.
- DNV GL. **Validation Report: WindFarmer; Version 5.3**; DNV GL: Bristol, UK, 2014; pp. 14–15. <https://www.dnvgl.com/energy/generation/software/windfarmer/>.
- DNV GL. **Wind Power Project Performance Whitepaper: 2017 Update**; DNV GL: Portland, OR, USA. 2017. <https://www.dnvgl.com/publications/wind-power-project-performance-july-2017-98374/>.
- Ebenhoch, R.; Muro, B.; Dahlberg, J.A.; Hägglund, P.B.; Segalini, A. **A linearized numerical model of wind-farm flows**. *Wind Energy* 2016. <http://dx.doi.org/10.1002/we.2067/>
- International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1:2017, Wind Energy Generation Systems–Part.12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines**. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2017.
- Monin, A.S.; Obukhov, A.M. **Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere**. *Tr. Akad. Nauk SSSR Geophys. Inst.*; vol. 24: pp. 163–187. 1954.
- Nieuwstadt, F. T. M. **The Turbulent Structure of the Stable, Nocturnal Boundary Layer**. *Journal of Atmospheric Sciences*; vol. 41: pp. 2202-2216. 1984.
- Nishino, T.; Willden, R.H.J. **The efficiency of an array of tidal turbines partially blocking a wide channel**. *Journal of Fluid Mechanics*, Volume 708, pp: 596–606. Agosto de 2012.
- Siemens PLM Software. **User Guide for STAR-CCM+**. Version 12. Siemens PLM Software: Plano, TX, USA, 2017.
- Walker, K.; Adams, N.; Gribben, B.; Gellatly, B.; Nygaard, N.G.; Henderson, A.; Jiménez, M.M.; Schmidt, S.R.; Ruiz, J.R.; Paredes, D.; et al. **An evaluation of the predictive accuracy of wake effects models for offshore wind farms**. *Wind Energy*, Wiley, 2015. DOI: 10.1002/we.1871. z