

SIMULAÇÃO DE MESOESCALA DE VENTOS COM CARACTERÍSTICAS OFFSHORE UTILIZANDO OBSERVAÇÕES DE LIDAR EM UM PARQUE EÓLICO COSTEIRO NO NORDESTE BRASILEIRO

Juliana Magalhães Gonçalves – julianamagalhaesg@hotmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, LEPTEN - Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia

Michel Frederico França Correa

Universidade Federal de Santa Catarina, LEPTEN - Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia

William Corrêa Radünz

Universidade Federal de Santa Catarina, LEPTEN - Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia

Júlio César Passos

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica

Yoshiaki Sakagami

Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento de Saúde e Serviços

Resumo. *A previsão e simulação do tempo em regiões costeiras apresentam desafios de pesquisa vindo da limitação de modelos de previsão atmosférica em representar esse tipo de terreno. A função da eólica na transição energética desdobra-se em esforços coletivos de pesquisa para compreender ventos em regiões costeiras através da integração entre modelos espaço-temporais e dados medidos por técnicas de sensoriamento remoto, capazes de realizar medições em alturas elevadas como perfiladores LiDAR. Esse empenho busca a redução do custo na implementação de parques eólicos com foco em melhoramento de modelos numéricos a partir de um entendimento mais consistente entre diferentes parametrizações de camada limite e dos fenômenos característicos de regiões costeiras próximas ao trópico. Para tanto, o objetivo desse trabalho é avaliar o desempenho do modelo de mesoescala WRF na representação de ventos costeiros com característica offshore utilizando quatro diferentes configurações de camada limite e diferentes resoluções para os níveis verticais. A região estudada contempla a Usina Eólica de Pedra do Sal localizada na região costeira de Parnaíba-PI e apresenta predominância de ventos offshore que surgem da combinação dos alísios com a brisa marítima local. As simulações foram validadas com medições realizadas no parque por LiDAR e torre anemométrica. Os resultados revelam um bom desempenho do modelo para direção do vento e temperatura. Mais especificamente, embora as simulações apresentem uma defasagem de cerca de 2 horas para representar o ciclo diário do vento, a velocidade média do vento foi bem representada. Para o cisalhamento vertical, os modelos apresentam semelhança para altitudes superiores a 300 m e inferiores a 200m. Portanto, para a adequada estimativa de recursos eólicos offshore próximo a regiões costeiras no Nordeste brasileiro, é necessário compreender e melhorar simulações de mesoescala, possivelmente utilizando alta resolução espacial.*

Palavras-chave: Eólica offshore, LiDAR, WRF.

1. INTRODUÇÃO

A questão da transição energética é um dos tópicos de maior importância na atualidade. As tecnologias capazes de extrair energia de fontes renováveis vêm ganhando atenção especial, devido, principalmente, à sua natureza inesgotável e pouco poluidora. A produção de energia eólica vem se destacando e demonstra um potencial crescente que contribui significativamente como uma fonte diversificada de energia. A capacidade instalada das eólicas na matriz elétrica brasileira já contém 20 GW em operação e 4 GW em construção (ABEEOLICA, 2021). Estudos recentes apontam que a energia eólica terá uma participação crescente no Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme apresentado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 a opção eólica tem se mostrada extremamente competitiva, frente às demais tecnologias candidatas à expansão. Estima-se que o crescimento nesse setor fará sua participação subir para 12% da capacidade instalada do SIN em 2027 (EPE, 2018). A caracterização da atmosfera na zona de operação das turbinas eólicas é essencial para projetar a próxima geração de turbinas eólicas, ainda maiores e mais controláveis. A previsão aprimorada do vento atmosférico permitirá melhores informações para a operação do sistema elétrico. Entretanto, a caracterização dos ventos na miríade de escalas espaciais presentes na atmosfera é um formidável desafio de pesquisa interdisciplinar e global. Entretanto, acredita-se que pesquisas realizadas em campos conjuntos entre a ciência computacional e de dados, auxiliaria a comunidade de pesquisa na busca de integrar ainda mais modelos e dados em escala (VEERS et al., 2019). Compreender e simular as interações entre camada limite atmosférica e fenômenos atmosféricos de macro- e mesoescala que afetam o desempenho de parques eólicos reduz o custo de implantação de parques eólicos futuros (PORTÉ-AGEL et al., 2020).

Um estudo pioneiro no Brasil foi conduzido por (SAKAGAMI, 2017) onde se avaliaram os efeitos de intensidade de turbulência e do perfil de velocidade do vento no desempenho de aerogeradores no litoral nordeste brasileiro através de dados coletados por LiDAR e um anemômetro sônico 3D no parque eólico de Pedra do Sal (PI). Além disso, simulações de mesoescala foram realizadas na região de estudo onde foi possível compreender fenômenos como circulação marítima e influência da topografia. (COIMBRA, 2018) realizou um estudo no mesmo parque visando investigar a habilidade de previsão da velocidade do vento e da geração do parque utilizando (i) diretamente as saídas do modelo e (ii) as saídas do modelo combinadas com redes neurais artificiais. Em ambos os casos foi investigado o método de interpolação horizontal a ser utilizado. Otimizando simulações de vento obtidas pelo modelo WRF (Weather Research and Forecasting) foi possível concluir que a interpolação offshore das simulações atmosféricas obtidas pelo WRF provou ser uma abordagem viável a ser implementada nas previsões da velocidade do vento na usina eólica em questão.

A indústria de eólica, em sua grande maioria, coleta dados de ventos através de mastros meteorológicos instalados em locais os quais desejam-se construir futuros parques eólicos. Entretanto, a instalação desse tipo de instrumento se torna ainda mais desafiador offshore. Dessa forma, técnicas de sensoriamento remoto, em particular as tecnologias LiDARs (Light Detection And Ranging), vem ganhando espaço nas pesquisas do setor eólico devido sua alta capacidade de medição de velocidade dos ventos em grandes regiões e também em função da sua flexibilidade em relação ao transporte (FUERTES, 2014) e capacidade de medição em alturas mais elevadas (GOIT, 2020). Isso é especialmente relevante para aplicações offshore em que a altura da camada limite costuma ser muito menor do que em terra firme. Dadas as dimensões dos rotores de turbinas offshore hoje e, principalmente, do futuro, é de fundamental importância compreender como o vento varia através da área do rotor.

Diversos estudos têm utilizado LiDARs para coletar dados de velocidade de ventos mais precisos. (MANN, 2009) apresentou um estudo onde dados de LiDAR foram validados apresentando boa concordância na investigação sobre medições de turbulência realizadas com anemômetro sônico 3D. No Brasil, os efeitos de intensidade de turbulência e perfil de velocidade do vento no desempenho de aerogeradores instalados na costa do nordeste brasileiro foram avaliados considerando dados de LiDAR e torres anemométricas (SAKAGAMI, 2017). Um perfilador LiDAR foi instalado em uma plataforma costeira no litoral sul de Santa Catarina onde estimou a velocidade do vento na região. Os resultados foram satisfatórios para a implementação de uma possível usina offshore (PIRES et al., 2020). Dentre os estudos associando o uso de LiDARs e simulações numéricas em ambiente WRF, a pesquisa realizada por (SANTOS et al., 2016) apresentou, em média, boa descrição da velocidade e direção do vento medidos por LiDAR e modeladas por WRF.

O National Renewable Energy Laboratory (NREL) apresentou recentemente um estudo utilizando dados coletados de LiDAR flutuante instalado na costa do atlântico dos Estados Unidos para desenvolver métodos de extrapolação vertical das velocidades dos ventos offshore que foram posteriormente comparados com dados de ventos modelados pelo WRF (OPTIS et al., 2021). O New York State Energy Research and Development Authority financiou a implementação de dois LiDARs flutuantes na costa de Nova Jersey que foram fundamentais para quantificar e caracterizar a ocorrência frequente de eventos de alto cisalhamento do vento e jatos de baixos níveis durante um ano de medição (DEBNATH et al., 2021). O efeito de esteira do parque eólico offshore Alpha Ventus localizado na Alemanha foi investigado por meio da análise de dados de medição FINO1 juntamente com o SCADA. Como parâmetro de comparação para os valores encontrados, o modelo de previsão numérica do tempo (NWP) foi aplicado com intuito de reproduzir os perfis de velocidade média do vento e as distribuições de velocidade do vento (PETTAS et al., 2021). Um LiDAR de onda contínua de varredura cônica foi instalado em uma ilha na Suécia onde dados do perfil de velocidade do vento foram desenvolvidos e comparados com perfis de velocidade do vento projetados pelo modelo WRF visando analisar as características da camada limite marinha com foco na representação de jato de baixo nível (SVENSSON et al., 2019).

Portanto, aprofundar a compreensão do regime de ventos do ponto de vista da geração eólica é de fundamental importância para a redução dos custos. Modelos de mesoescala são somados aos estudos como um acréscimo valioso de informação por ser uma ferramenta de pré-avaliação de projeto. Dada a escala das eólicas offshore, esse pode ser um grande pilar na mitigação das mudanças climáticas. Uma lacuna de pesquisa importante a ser considerada é sobre a compreensão dos ventos com características offshore bem como o aprimoramento do uso de ferramentas de simulação que sejam capazes de representar especialmente esses ventos em regiões costeiras.

O uso de dados de LiDAR é fundamental para a avaliação e validação das simulações numéricas, bem como para a compreensão das características dos ventos em parques eólicos que recebem ventos offshore. É o tipo de dado apropriado dadas as considerações a respeito do crescente tamanho dos aerogeradores por isso, vem sendo utilizado em grande parte dos estudos no escopo tanto de parques onshore como offshore.

Este estudo tem como objetivo avaliar diferentes parametrizações de camada limite e resolução de níveis verticais do modelo WRF na simulação do vento sobre a UEPS (Usina Eólica de Pedra do Sal). A previsão do tempo nos trópicos é desafiadora, visto que essa região é predominantemente dominada por efeitos locais e de mesoescala, rapidamente modificadas com a convecção e com a brisa do mar (SURUSSAVADEE, 2017). As simulações de mesoescala foram realizadas em um cluster computacional sendo alimentadas com dados de reanálise global do ERA5. A validação das simulações se deu através de medições realizadas por LiDAR e torre anemométrica instalados na UEPS e coletaram medições durante o período de um ano. As simulações referem-se ao período de uma semana do mês de julho, mês em que houve uma grande variabilidade diurna e vertical (cisalhamento) na velocidade do vento. As simulações foram comparadas com as medições realizadas pelo LiDAR e a torre apresentando semelhanças significativas na análise do ciclo diurno. Esta investigação visa contribuir para uma melhor compreensão da avaliação do recurso eólico em regiões costeiras do Nordeste brasileiro, caracterizadas pelos ventos alísios offshore.

2. METODOLOGIA

2.1 Descrição do parque eólico e das medições

A Usina Eólica de Pedra do Sal (UEPS) ($2^{\circ}49'39.17''\text{S}$, $41^{\circ}42'38.31''\text{W}$) está localizada na zona costeira do município de Parnaíba, estado do Piauí, em terreno plano a cerca de 400 m distante do oceano Atlântico, com altura média de 3 m acima do nível do mar. O parque eólico possui vinte aerogeradores Wobben Enercon E-48 (rotor de 44 m de diâmetro e 55 m de altura) com 0,9 MW de potência nominal. As turbinas eólicas estão distribuídas ao longo de 3,5 km paralelamente à linha da costa, de frente para o vento predominante, e possui uma capacidade instalada total de 18 MW.

A UEPS está localizada próximo à linha do equador e apresenta um regime de ventos influenciado pelos ventos alísios e pelo oceano. Como a UEPS se encontra próxima ao oceano, a influência da brisa marítima contribui para intensificar os ventos alísios, tanto na velocidade quanto na direção do vento (LIRA et al., 2017).

Este estudo faz parte de uma campanha de medição realizada na UEPS com duração de um ano, de setembro de 2013 a agosto de 2014, o que representa uma rara base de dados de longo período. Para estudo sobre o comportamento do vento no local, foram instalados um perfilador LiDAR e um mastro meteorológico de 100 m.

A Fig. 1a mostra os posicionamentos do LiDAR ($2^{\circ}49'34.57''\text{S}$, $41^{\circ}42'36.38''\text{W}$) e da Torre anemométrica ($2^{\circ}49'22.50''\text{S}$, $41^{\circ}42'50.20''\text{W}$) na UEPS. Na Figura 1b é mostrada a rosa dos ventos.

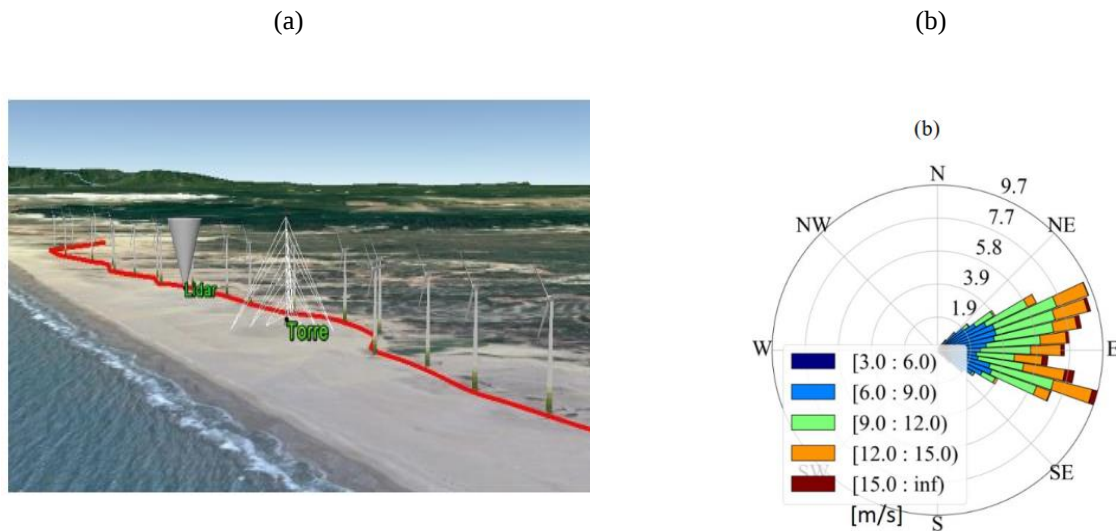


Figura 1: (a) Posicionamento do LiDAR e da torre anemométrica Fonte: (SAKAGAMI, 2017). (b) Rosa dos ventos do LiDAR medido à 100 m de altura|.

Um perfilador de vento LiDAR do tipo Doppler, modelo WindCube8, anemômetro sônico 3D, modelo 81000 fabricado pela RM Young e um anemômetro do copo foram instalados na UEPS onde ficou operando no período de junho de 2013 a setembro de 2014.

O perfilador LiDAR apresenta um alcance de 500 m e está instalado a 150 m a montante do conjunto de turbinas eólicas. O LiDAR e a torre, estão localizados a 300 m da costa e a 565 m de distância um do outro.

Um estudo sobre cisalhamento do vento e intensidade de turbulência foi realizado em (SAKAGAMI, 2017), em que observações durante toda campanha de medição com dados de LiDAR e da torre anemométrica foram utilizados. Aqui, o foco se restringe ao estudo sobre modelos de mesoescala para representação do vento em uma semana do mês de julho de 2014.

A zona de convergência intertropical representa a circulação global de maior importância na variação mensal do vento, enquanto a brisa marítima influencia no ciclo diário do vento (SAKAGAMI, 2017). A variação da direção do vento, bem como a velocidade do vento e sua frequência, estão representados nas rosas dos ventos na Fig. 1 (b).

É possível observar que a região onde se encontra a UEPS apresenta um regime estacionário de ventos que variam entre as direções nordeste e sudeste. A Fig. 1 (b) mostra que a direção do vento medida pelo LiDAR a 100 m apresenta pouca variação entre as direções nordeste e sudeste onde as condições de vento são fortemente influenciadas pelos ventos alísios e pela brisa do mar (SAKAGAMI et al., 2013), podendo concluir que o vento sopra constantemente do mar para costa, caracterizando a forte influência do mar no sítio de Pedra do Sal (SAKAGAMI et al., 2015).

Configuração do Modelo

O modelo utilizado para previsão do vento foi o WRF versão 3.8.1 (SKAMAROCK et al., 2008). O WRF é uma biblioteca de modelos e aplicações para prever o tempo e investigar fenômenos atmosféricos de mesoescala (CARVALHO, 2009). O modelo foi alimentado por dados globais de reanálise do ERA5 (HERSBACH et al., 2020). Os dados anemométricos da torre, junto com os dados coletados pelo LiDAR, foram utilizados para validar os modelos propostos pelo WRF.

As simulações englobam a região da Usina Eólica de Pedra do Sal em dois domínios aninhados com 9 km e 3 km de espaçamento de grade. O domínio mais externo cobre uma porção da região Nordeste do Brasil e do Oceano Atlântico, visto que o parque eólico possui predominância de ventos offshore. Ambos os domínios estão centrados no Parque Eólico de Pedra do Sal.

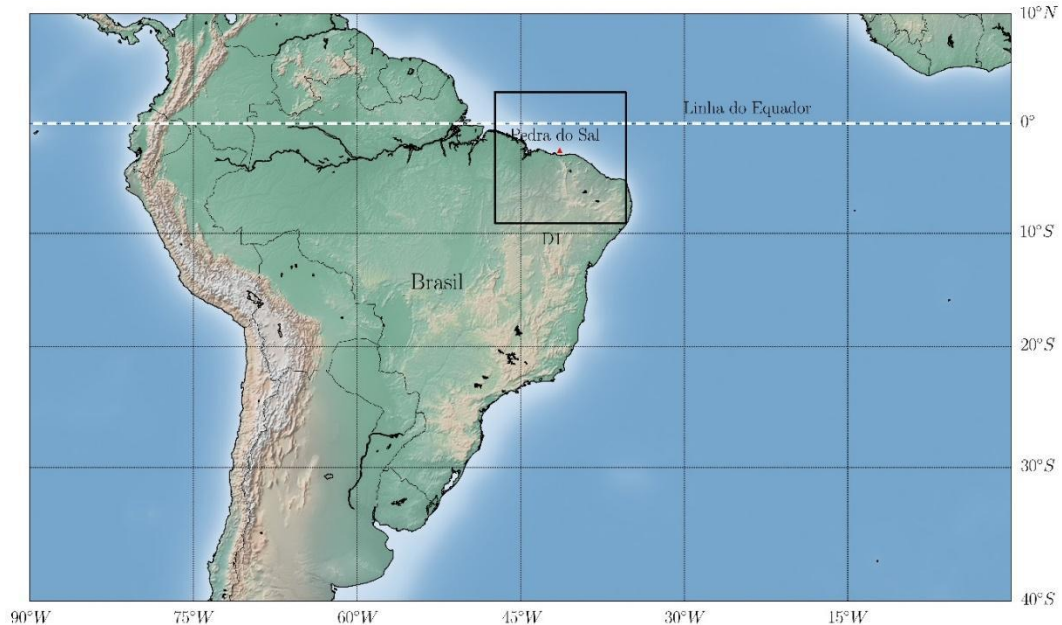


Figura 2 - Localização do parque eólico de Pedra do Sal e o domínio D1 aninhado do modelo de mesoescala.

Para esse estudo, uma semana de simulação foi realizada entre o período de 15 a 22 de julho de 2014, embora as primeiras 24h tenham sido descartadas para inicializar o modelo apropriadamente (spin-up). Portanto, a análise refere-se ao período entre 16 a 22 de julho de 2014. A escolha do período de simulação se deu pela alta influência da variação da velocidade do vento no mês de julho, quando comparado aos demais meses em que o LiDAR ficou em operação. A escolha da semana se deu pela forte presença de cisalhamento de vento, também em comparação às demais semanas do mesmo mês. Por fim, a condição estacionária do vento local permitiu um resultado consistente utilizando apenas uma semana de estudo.

Os dados do WRF, obtidos com as simulações de um domínio de 9 km de resolução horizontal, foram interpolados linearmente nas coordenadas da torre e do LiDAR. Para analisar o desempenho do modelo WRF quatro configurações foram testadas. Dois esquemas de camada limite foram avaliados: o esquema YSU (SONGYOU HONG; DUDHIA, 2006) e o esquema TKE de nível 2.5 MYNN (NAKANISHI; NIINO, 2006). As parametrizações da camada limite do modelo WRF são divididas em 3 esquemas: camada superficial, superfície do solo e camada limite planetária. O primeiro é responsável por calcular as velocidades de atrito e os coeficientes de transferência próximos à superfície, que possibilita ao segundo calcular os fluxos de calor e umidade sobre a malha em múltiplas camadas sobre o solo e o terceiro para calcular fluxos turbulentos em toda coluna vertical atmosférica do modelo (CARVALHO, 2009).

Para as simulações dos casos 01 e 03 utilizou-se 41 níveis verticais. Já para as simulações dos casos 02 e 04 utilizou-se 61 níveis verticais.

Tabela 1 – Parametrizações físicas da camada limite das simulações.

	Camada Limite Planetária	Camada Superficial	n_η
Caso_01	YSU	Monin – Obukhov similarity	41
Caso_02	YSU	Monin – Obukhov similarity	61
Caso_03	MYNN 2.5	MYNN 2.5	41
Caso_04	MYNN 2.5	MYNN 2.5	61

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados apresentados nesta seção referem-se ao período de 16 a 22 de julho de 2014, onde o foco é avaliar o desempenho de quatro diferentes configurações do modelo WRF para simular os ventos com características offshore na região costeira de Pedra do Sal. Na seção 3.1, simulações de mesoescala são validadas utilizando medições realizadas com o perfilador LiDAR com observação da torre anemométrica. A seção seguinte apresenta as simulações realizadas para as 4 diferentes configurações onde comparações do ciclo diurno da velocidade média do vento e a evolução temporal de padrões de cisalhamento do vento são discutidas (seção 3.2).

3.1 Validação com medições de LiDAR e torre anemométrica

Nesta seção, as simulações de mesoescala realizadas pelo WRF são validadas com observações de torre anemométrica e LiDAR. A validação ocorre para avaliar se as configurações testadas no modelo representam, de forma razoável, os padrões de vento observados. A Fig. 3 representa as séries temporais de observações realizadas com LiDAR (linha preta) e torre anemométrica (linha cinza) comparadas com as simulações do domínio mais interno (D2) para quatro diferentes configurações de perfis de camada limite, como apresentado na Tab. 1. As variáveis simuladas da velocidade do vento (U_{100}), direção (DV_{100}), temperatura (T_{100}) e velocidade de fricção (U^*_{100}) foram interpoladas linearmente para as coordenadas do LiDAR e da torre.

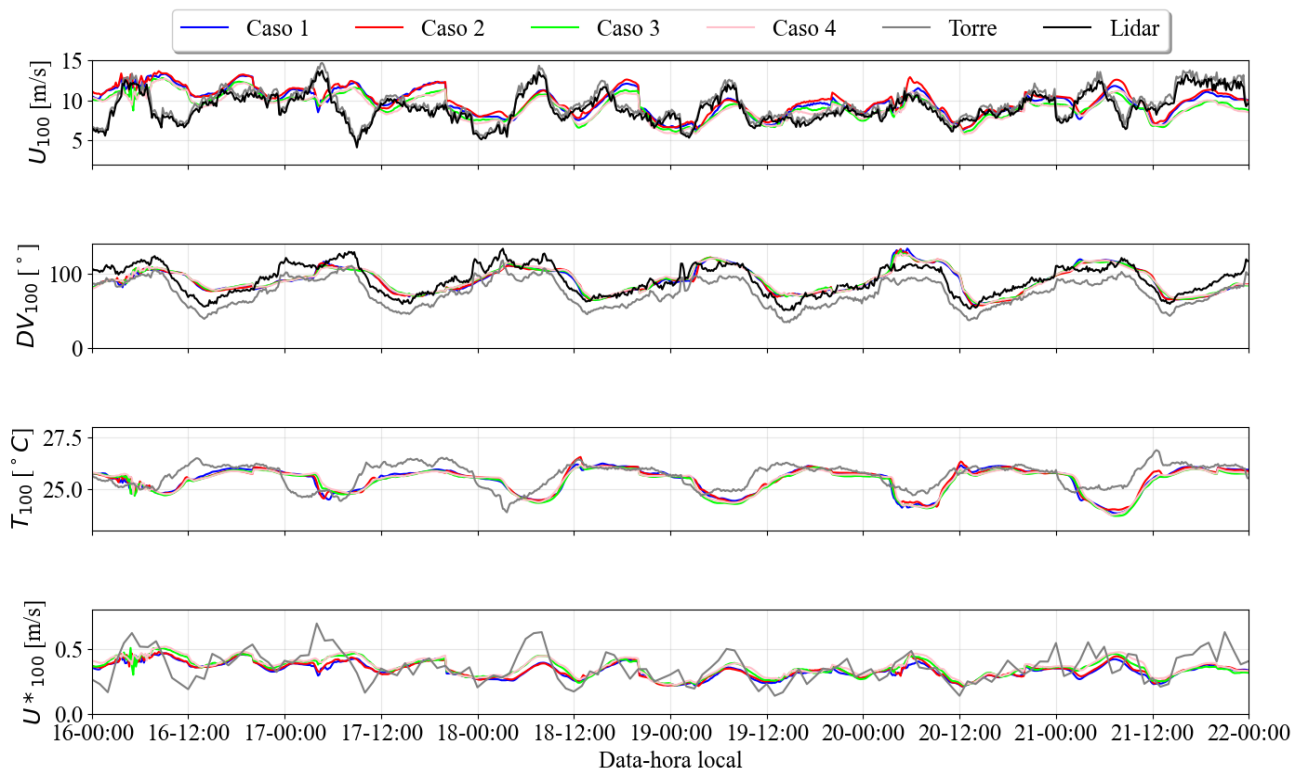


Figura 3: Comparação entre as observações da torre e do LiDAR e simulações da velocidade do vento (U_{100}), direção do vento (DV_{100}), temperatura (T_{100}) e velocidade de fricção (U^*_{100}).

Tabela 2: Métricas estatísticas (MAE e Bias) para as simulações de velocidade do vento, direção do vento, temperatura e velocidade de fricção comparados aos dados da torre anemométrica.

	U_{100} [m/s]	Vel. Média [m/s]	DV [°]	T [°C]	U^* [m/s]
Caso_01	1,64/0,19	9,78	16,58/15,85	0,41/-0,22	0,07/-0,03
Caso_02	1,67/0,44	10,03	16,58/15,92	0,41/-0,21	0,07/-0,02
Caso_03	1,64/-0,37	10,22	17,31/16,67	0,46/-0,29	0,07/-0,01
Caso_04	1,67/-0,48	9,10	17,44/16,82	0,45/-0,25	0,07/0,00

Para os modelos testados, de modo geral após os sete dias simulados, nota-se que as quatro simulações oscilaram entre os valores medidos pela torre. A velocidade média do vento observada durante os sete dias pelo LiDAR e pela torre foram respectivamente 9,2 m/s e 9,64 m/s. O modelo que mais superestimou a velocidade do vento foi o caso 03, em cerca de 6% para a torre e 11% para o LiDAR, enquanto o caso 01 apresentou a média de velocidade mais próxima da torre (superestimou em 1,48%) e o caso 04 apresentou a média mais próxima do LiDAR (superestimou em 1%).

A influência da brisa e seu ciclo diário na U_{100} pode ser observada, de forma geral, por volta das 12h, momento em que a velocidade do vento começa a se intensificar (Fig. 3). O sistema de brisa do mar ocorre em locais costeiros sob um céu relativamente sem nuvens quando a superfície da terra esquentar mais rapidamente do que o mar. O contraste térmico terra-mar cria uma força gradiente de pressão em escala local que direciona uma camada de ar do mar para o interior do continente (MILLER, et al., 2003). Os modelos testados pelo WRF apresentam um atraso, em cerca de 2h, ao representar a evolução temporal da U_{100} . Enquanto as observações apresentam ventos mais intensos por volta das 3h da madrugada, isto se dá por volta das 5h nas simulações. Em termos de métricas estatísticas (MAE e Bias), conforme apresentado na Tab. 2 é possível observar uma semelhança do MAE para todos os casos. Para o Bias, o caso 1 apresentou o melhor desempenho.

As quatro simulações conseguiram prever razoavelmente a direção do vento, ficando, em sua grande maioria, entre a medição da torre e do LiDAR. Próximo ao meio-dia um padrão de direção do vento pode ser identificado para todos os casos em todos os dias. Nesse horário, há um maior aquecimento da superfície (momento em que a brisa vinda do mar em direção ao continente é mais forte), fazendo com que a brisa venha mais de norte, passando de 100° para 60° . Na madrugada, o vento apresenta uma angulação aproximada de 120° devido a predominância dos ventos alísios e o enfraquecimento da brisa. Durante o dia quando a temperatura do continente está muito quente existe um contraste de temperatura terra-mar que contribuiu para que o vento, vindo do oceano, chegue em uma direção ortogonal a linha da costa. Durante a noite, um efeito contrário é observado. O efeito combinado dos ventos alísios e do sistema local de brisa do mar faz com que os ventos locais mudem sentido anti-horário (norte) durante o dia e horário (sul) durante a noite, conforme o alinhamento litoral.

Em medições realizadas pela torre anemométrica, a temperatura máxima se dá por volta das 14h e a mínima na madrugada, entre às 3h e 6h. Para as quatro simulações testadas, é possível observar um atraso na medição de temperatura que ocorre por volta das 6h, onde a temperatura mínima ocorre mais próximo ao meio-dia, enquanto a temperatura máxima ocorre no final da tarde, em grande parte dos dias simulados. Em relação a métricas estatísticas, as simulações apresentam uma relação muito semelhante para o MAE e Bias, entretanto, a configuração 2 apresentou os menores erros 0,41 de MAE e -0,21 de Bias.

Para a velocidade de fricção, as métricas estatísticas MAE e Bias foram similares entre os casos. Estes subestimaram os picos de alta velocidade de fricção que ocorrem no início do dia devido a um aumento da turbulência local. Isto é razoável visto que a comparação é realizada entre um dado real e uma simulação de 3×3 km de resolução de grade. Entretanto, as simulações apresentaram um módulo de velocidade similar aos dados medidos.

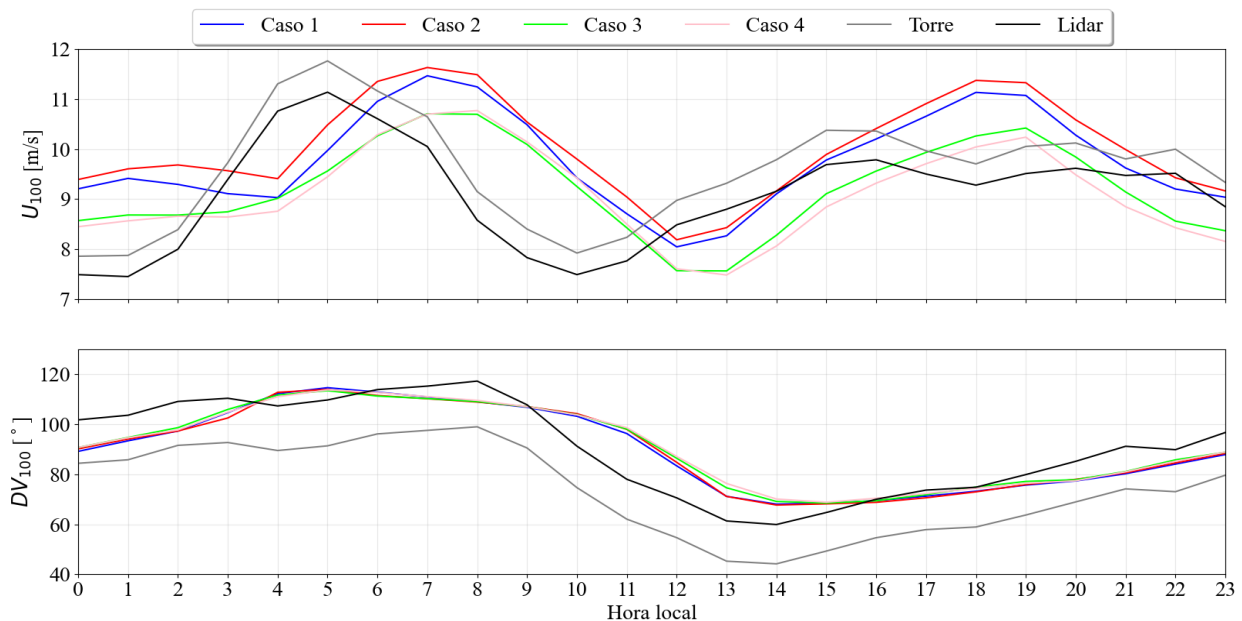


Figura 4: Ciclo diurno médio de velocidade do vento a 100 m (U_{100}), direção do vento a 100 m (DV_{100}) para dados observados (LIDAR e torre) e simulações com diferentes configurações.

Em relação à representação do ciclo diurno médio (Fig. 4), é possível observar que, em geral, todas as configurações começam superestimando a velocidade do vento a 100 m e, posteriormente, por volta das 5h, apresentam um atraso. Para todas as configurações este atraso foi de cerca de 2h. Esse comportamento já foi observado em estudos

anteriores, no mesmo local, onde o atraso referente ao modelo testado ocorreu na parte da manhã por volta das 10h (COIMBRA, 2018). Para a direção do vento, em termos gerais, todos os casos apresentaram desempenho semelhante, similar às observações de LiDAR e torre. Entretanto, também foi possível observar uma defasagem temporal de 2h nas simulações.

3.2 Evolução temporal do perfil de velocidade e cisalhamento do vento

Esta seção apresenta os padrões de velocidade do vento e cisalhamento na UEPS medidos pelo LiDAR e simulados para os quatro casos configurados com diferentes parametrizações de camada limite. O foco está na comparação da eficiência dos modelos para caracterizar os ventos na região costeira de Pedra do Sal.

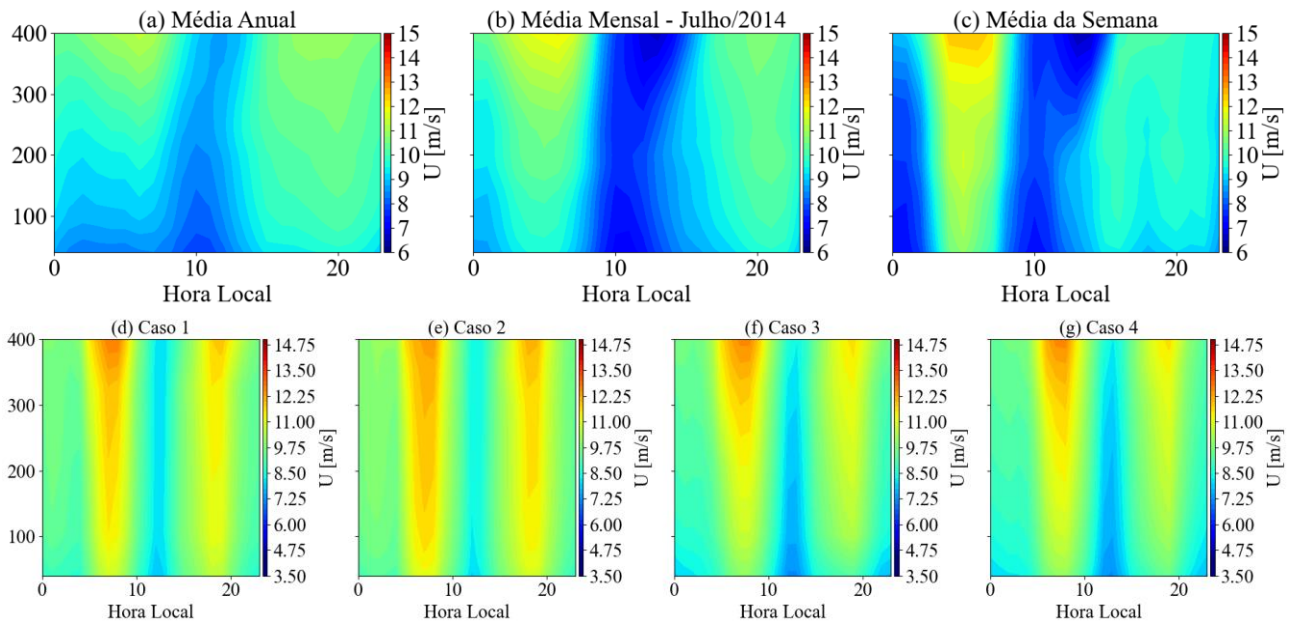


Figura 5: Médias de velocidade do vento medidas pelo LiDAR (a) Anual, (b) Mês de julho de 2014 e (c) Semana de estudo; e para os casos (d) Caso 1, (e) Caso 2, (f) Caso 3 e (g) Caso 4.

As Figs.5 (a), (b) e (c) apresentam a magnitude da velocidade do vento medida pelo LiDAR, nas alturas de 40 a 400 m ao longo do ano, mês de julho e da semana de estudo, respectivamente. De forma geral, as três imagens apresentam uma certa semelhança em relação à velocidade do vento para cada período do dia (dia, tarde e noite) e verticalmente. A velocidade do vento é máxima durante a madrugada e mínima durante o dia, com baixa variabilidade vertical. A velocidade do vento volta a se intensificar durante o período da tarde e percorre a madrugada. Dentre as medições realizadas pelo LiDAR e as simulações realizadas pelo WRF há uma similaridade em relação ao ciclo diurno de velocidade do vento, como apresentado nas Figs. 5 (d), (e), (f) e (g) para os casos 1 ao 4, respectivamente. Apesar disso, é possível verificar uma representatividade significativa dos modelos em reproduzir as máximas velocidades em altos níveis, acima de 300 m. Os ventos moderados, que ocorrem entre 10h e 15h, são caracterizados pelos ventos vindos do oceano (alísios) e contribuem para uma condição pouco instável. Passada essa condição, é possível verificar que os casos superestimaram as mínimas velocidades entre 10h e 12h. As simulações também superestimam a velocidade do vento no início da noite.

A Fig. 6 apresenta o cisalhamento vertical ($\alpha = \ln(U_{z+1}/U_z)/\ln[(z+1)/z]$) calculado para as observações do LiDAR (a), (b) e (c) e simulações (d), (e), (f) e (g). O cisalhamento negativo ocorre entre os períodos de 11h às 16h, a uma altura média de 250 m para o LiDAR e entre 13h às 18h para os quatro casos testados a uma altura média de 300 m. Tanto para o LiDAR quanto para os casos 1 ao 4 esses fenômenos ocorrem em uma condição de vento predominantemente marítimo. O cisalhamento negativo, momento em que a velocidade começa a diminuir com a altura, possui relação com o fenômeno de fluxo de retorno de brisa (MILLER et al., 2003), quando há a criação de uma zona de cisalhamento em que o fluxo muda de direção e passa a fluir da terra para o mar.

No que tange à discussão sobre camada limite atmosférica, a Fig. 6 apresenta uma significativa descontinuidade do cisalhamento do vento próximo da altura de 200 m para o LiDAR e 350 m para os casos. Este comportamento indica, provavelmente, que neste ponto atingiu-se o topo da camada limite, como discutido em (SAKAGAMI, 2017). Para alturas menores, o cisalhamento apresenta pouca variação, entre 0 e 0,4. No período da manhã, devido à estratificação vertical que ocorre em condições estáveis, o cisalhamento aumenta com a altura. À tarde, esse fenômeno se inverte e o cisalhamento passa a diminuir com a altura devido a condições de instabilidades que indicam um perfil de vento convectivo. Durante a noite, a estabilidade se estende à cerca de 50 m de altura, acima do limite anterior, indicando a

predominância de condições marítimas no local (SAKAGAMI, 2017). De fato, o que se percebe é um atraso dos modelos em representar o início da camada limite com uma defasagem de, aproximadamente, 150 m.

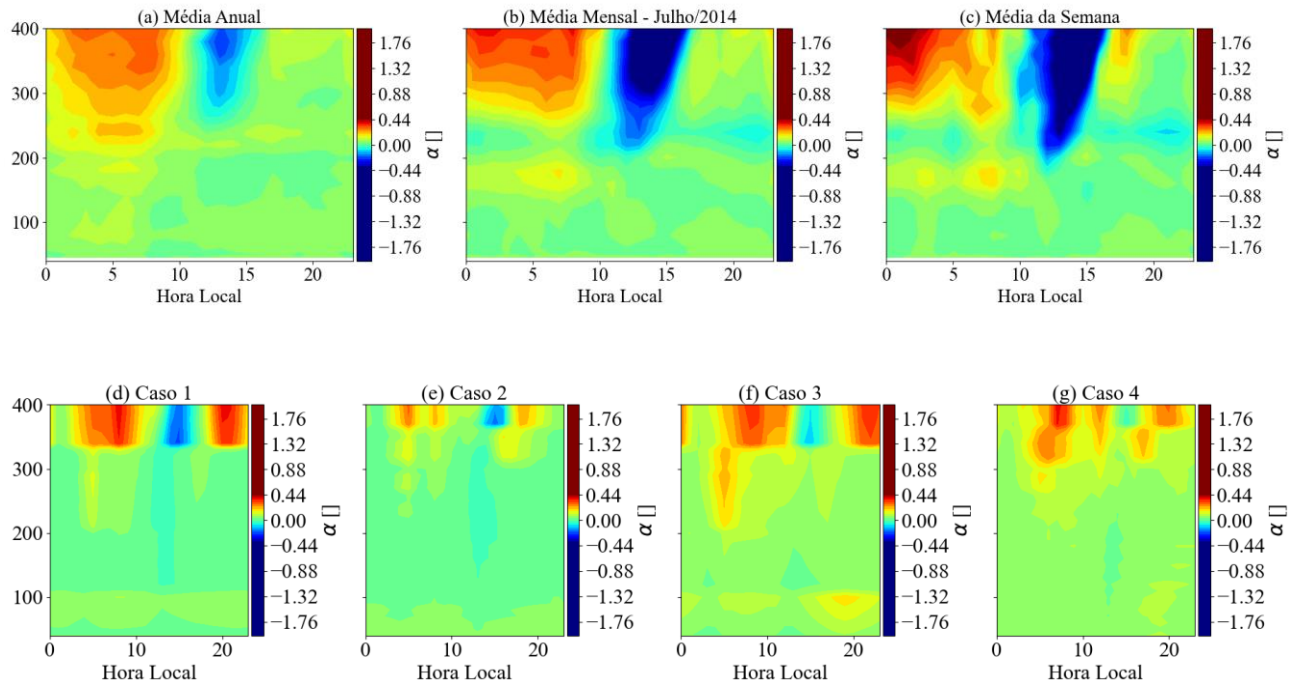


Figura 6: Cisalhamento médio do vento para o LiDAR (a) Anual, (b) Mês de julho de 2014 e (c) Semana de estudo. E para os casos (d) Caso 1, (e) Caso 2, (f) Caso 3 e (g) Caso 4.

Apesar disso, em geral, para altitudes superiores a 300 m e altitudes abaixo de 200 m os casos apresentaram uma considerável similaridade com os dados medidos pelo LiDAR. A descontinuidade caracterizada pelos casos 2 e 4 em altura também foi representada de maneira razoável considerando uma resolução de grade de 3 km. Outro aspecto interessante é a resolução de modelagem realizada pelo WRF onde é possível visualizar as descontinuidades mais suaves associadas aos 61 níveis verticais, para os casos 2 e 4. Diferentemente dos casos 1 e 3, configurados para 41 níveis verticais, em que a descontinuidade ocorre de maneira mais abrupta.

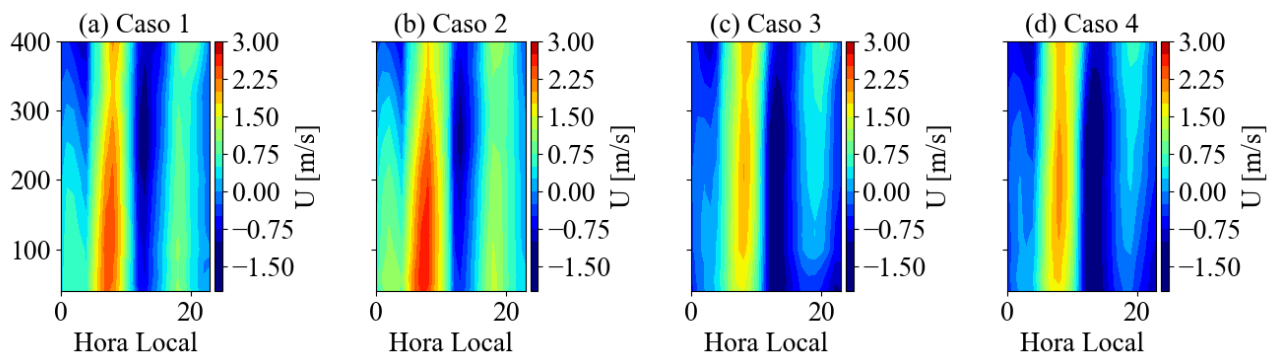


Figura 7: Erro da velocidade entre dados simulados e medidos.

Sabendo que as simulações realizadas reproduzem de forma eficiente a variação diurna de velocidade, como é apresentado na Fig. 5, a Fig. 7 apresenta o erro de velocidade entre os dados simulados e medidos. É possível verificar que a maior diferença de velocidade ocorre durante o período da manhã, momento em que as simulações superestimaram a velocidade medida pelo LiDAR em todos os níveis verticais. No período da tarde, os dados simulados subestimam os valores de velocidade do vento medido pelo LiDAR e no final da tarde, os ventos são superestimados em altitude. Sabendo que os erros não são somente em uma representação em altura, e sim no tempo, como apresentado na Fig. 4, um ajuste de 2 horas foi realizado manualmente para justificar que o erro referente a defasagem não é tão alto.

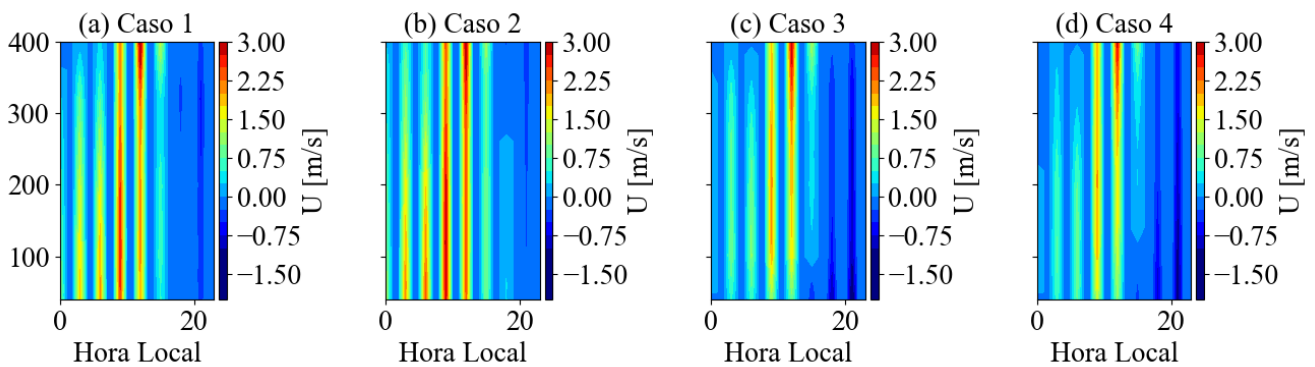


Figura 8: Erro da velocidade entre dados simulados e medidos com defasagem de 2h.

A Fig. 8 apresenta o erro de velocidade da diferença entre os dados simulados e medidos aplicando uma defasagem de 2 horas. É possível observar que os modelos simulados no WRF reproduzem de maneira eficiente a variação diurna de velocidade quando a defasagem no tempo é compensada. Assim, é possível concluir que os erros não são particularmente por uma má representação em altura na simulação, e sim no tempo.

4. CONCLUSÕES

A compreensão do comportamento dos ventos em regiões costeiras é um dos grandes desafios da pesquisa em energia eólica. Simulações numéricas em regiões costeiras apresentam dificuldades visto que os parâmetros médios são representados em grade computacional por parte mar e parte terra (BARTHELMIE, et al., 2017). A abordagem proposta neste trabalho buscou analisar quatro diferentes configurações de camada limite configuradas no modelo WRF a fim de julgar sua eficiência diante da previsão de vento na Usina Eólica de Pedra do Sal que apresenta predominância de ventos com características *offshore*. Para validação dos modelos, foram utilizados dados de um perfilador LiDAR e de uma torre anemométrica. Considerando os testes aqui realizados, de modo geral, pode-se concluir que os modelos se revelam capazes de prever os padrões locais de ventos. Na representação da direção do vento, temperatura e velocidade de fricção os modelos apresentaram um desempenho semelhante aos dados observados pelo LiDAR e/ou pela torre anemométrica apresentando valores de MAE e Bias das melhores configurações de 16,58/15,85, 0,41/-0,21 e 0,07/0,0, respectivamente. Quanto à velocidade do vento, verificou-se um atraso sistemático de cerca de 2h nas simulações. Apesar disso, há uma boa representatividade das máximas velocidades em altos níveis, acima de 300 m. Todos os casos representaram relativamente bem períodos de cisalhamentos positivos e negativos. Para o cisalhamento vertical, os modelos apresentam semelhança para alturas superiores a 350 m e inferiores a 200 m. Outro aspecto singular é a visível diferença de descontinuidade apresentada pelos modelos configurados com 41 e 61 níveis verticais. No geral, o estudo apresenta informações relevantes sobre diferentes parametrizações de camada limite na representação de ventos em regiões costeiras com características *offshore*.

Agradecimentos

Os dados da Usina Eólica de Pedra do Sal (UEPS) utilizados neste estudo foram medidos durante o projeto de P&D ANEEL: PD 0403-0020/2011, com a ENGIE (Tractebel Energia) e o LEPTEN/EMC-UFSC. A primeira e o terceiro autor agradecem ao CNPq pelas bolsas de mestrado e doutorado, respectivamente. Agradecemos também a Universidad de La República (UDELAR) ClusterUY pela infraestrutura computacional e os recursos necessários para realizar as simulações.

REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA. <http://abeeolica.org.br/> Acesso: 10/12/2021.
- BARTHELMIE, R. J.; BADGER, J.; PRYOR, S. C.; HASAGER, C. B.; CHRISTIANSEN, M. B.; JØRGENSEN, B. H. Offshore coastal wind speed gradients: Issues for the design and development of large offshore windfarms. *Wind Engineering*, v. 31, n. 6, p. 369-382, 2007.
- CARVALHO, D. J. S. Otimização do modelo numérico de previsão do tempo WRF no contexto de previsão e produção de energia eólica. Dissertation (Master in Meteorology and Physical Oceanography) - Universidade de Aveiro, Portugal, 2009.
- COIMBRA, I.L.. Investigation of a coastal wind farm at northeast brazil using the wrf model. Dissertação de mestrado. Universidade federal de santa catarina. Florianópolis, 2018.

- DEBNATH. M.; DOUBRAWA. P.; OPTIS. M.; HAWBECKER. P.; BODINI. N. 2021. Extreme wind shear events in US offshore wind energy areas and the role of induced stratification. *Wind Energy Science*. DOI:10.5194/wes-6-1043-2021.
- EPE. Balanço Energético Nacional - ano base 2017. EPE/Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2018a.
- FUERTE, F.C.; IUNGO, G.V.; Porte-Agel, F. 3D turbulence measurements using three synchronous wind lidars: Validation against sonic anemometry. *J. Atmos. Ocean. Technol.* 2014, 31, 1549–1556.
- GOIT. J.; YAMAGUCHI. A.; ISHIHARA. T. 2020. Measurement and Prediction of Wind Fields at na Offshore Site by Scanning Doppler LiDAR and WRF. DOI:10.3390/atmos11050442.
- HERSBACH, Hans et al. 2020. The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, v. 146, n. 730, p. 1999–2049. ISSN 1477870X. DOI: 10.1002/qj.3803.
- MANN, J.; CARIU, J.P.; COURTNEY, M.S.; PARMENTIER, R.; MIKKELSEN, T.; WAGNER, R.; LINDELÖW, P.; SJÖHOLM, M.; ENEVOLDSEN, K. 2009. Comparison of 3D turbulence measurements using three staring wind lidars and a sonic anemometer. DOI:10.1088/1755-1315/1/1/012012.
- MILLER, S. T. K. et al. Sea breeze: Structure, forecasting, and impacts. *Reviews of Geophysics*, v. 41, n. 3, 2003.
- NAKANISHI, Mikio; NIINO, Hiroshi. An Improved Mellor–Yamada Level-3 Model: Its Numerical Stability and Application to a Regional Prediction of Advection Fog. *Boundary-Layer Meteorology*, Elsevier Ltd, v. 119, p. 397–407, 2006. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10546-005-9030-8>.
- OPTIS. M.; BODINI. N.; DEBNATH. M.; DOUBRAWA. P. 2021. New methods to improve the vertical extrapolation of near-surface offshore wind speeds. *Wind Energy Science*. National Renewable Energy Laboratory, Golden. DOI:10.5194/wes-2021-5.
- PETTAS, V.; KRETSCHMER, M.; CLIFTON, A.; CHENG, P. 2021. On the effects of inter-farm interactions at the offshore wind farm Alpha Ventus. *Wind Energy Science*. DOI:10.5194/wes-2021-50.
- PORTÉ-AGEL, FERNANDO; BASTANKHAH, MAJID; SHAMSODDIN, SINA. Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review. *Boundary-Layer Meteorology*, Springer Netherlands, v. 174, n.1, p.1-59, Jan. 2020. ISSN 0006-8314. DOI: 10.1007/s10546-019-00473-0.
- SAKAGAMI, Y. 2017. Influência da turbulência e do perfil de velocidade do vento no desempenho de aerogeradores em dois parques eólicos na costa do nordeste brasileiro. Tese de Doutorado, POSMEC, UFSC, Florianópolis.
- SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P. A. HAAS, R.; PASSOS J. C.; TAVES, F.F. 2015. Effects of turbulence wind shear wind veer and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil. *Proceeding EWEA Conference*.
- SANTOS ATS, SANTOS E SILVA CM, LEMOS DF, OLIVEIRA LL, BEZERRA LAC. 2016. Assessment of wind resources in two parts of Northeast Brazil with the use of numerical models. *Meteorological Applications*. DOI:10.1002/met.1595.
- SKAMAROCK, W. C.; CO-AUTHORS. Description of the Advanced Research WRF Version 3 (No. NCAR/TN-475+STR). [S.l.], 2008. p. 26. DOI: <http://dx.doi.org/10.5065/D68S4MVH>.
- SONG-YOU HONG, Yign Noh; DUDHIA, Jimmy. A new vertical diffusion package withan explicit treatment of entrainment processes. *Monthly Weather Review*, v. 134, n. 9, p. 2318–2341, 2006. DOI: <https://doi.org/10.1175/MWR3199.1>.
- SURUSSAVADEE, C. Evaluation of WRF near-surface wind simulations in Tropics employing different planetary boundary layer schemes. *The 8th International Renewable Energy congress*, 2017. DOI:10.1109/IREC.2017.7926005
- SVENSSON. N.; ARNQVIST. J.; BERGSTRÖM. H.; RUTGERSSON. A.; SAHLÉE. E. 2019. Measurements and Modelling of Offshore Wind Profiles in a Semi-Enclosed Sea. *Atmosphere*. DOI:10.3390/atmos10040194.
- VEERS, PAUL ET AL. Grand challenges in the science of wind energy. *Science*, v. 366, n. 6464, eaau2027, Oct. 2019. ISSN 0036-8075. DOI: 10.1126/science.aau2027.
- SAKAGAMI, P.A.A. SANTOS, R. HAAS, J.C. PASSOS, AND F.F. TAVES. 2013 “Wind shear assessment using wind LiDAR profiler and sonic 3D for wind energy applications - Preliminary Results,” *Proceedings of World Renewable Energy Congress XIII*, London.

MESOSCALE SIMULATION OF OFFSHORE-TYPE WINDS USING LIDAR OBSERVATIONS AT A COASTAL WIND FARM IN NORTHEAST BRAZIL

Abstract. Weather forecasting and simulation in coastal regions presents research challenges coming from the limitation of atmospheric forecast models in representing this type of terrain. The role of wind power in the energy transition unfolds in collective efforts to research the behavior of winds in coastal regions from the integration between spatio-temporal models and data measured by remote sensing techniques using LiDAR profilers. The objective of this study is to evaluate the performance of the WRF mesoscale model in the representation of coastal winds with offshore characteristics using four different boundary layer configurations and different resolutions for the vertical levels. The studied region includes the Pedra do Sal Wind Power Plant located in the coastal region of Parnaíba-PI and presents a predominance of offshore winds that arise from the combination of the trade winds with the local sea breeze. The simulations were validated with measurements carried out in the park by LiDAR and anemometric tower. The results reveal a good performance of the model regarding wind direction and temperature. More specifically, although the simulations show a lag of about 2 hours to represent the daily wind cycle, the average wind speed was well represented. For vertical shear, the models are similar for altitudes above 300 m and below 200 m.

Key words: Offshore Wind, LiDAR, WRF