



ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Erika Carvalho Nogueira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2020

ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Erika Carvalho Nogueira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior

Prof. David Alves Castelo Branco

Prof. Johannes Schmidt

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2020

Nogueira, Erika Carvalho

Análise da inserção da geração eólica offshore no Sistema Interligado Nacional / Erika Carvalho Nogueira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XI, 91 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 82-91.

1. Eólica Offshore. 2. Complementaridade. 3. Energias renováveis. 4. Coeficiente de correlação de Pearson. I. Pereira Jr, Amaro Olímpio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço ao meu orientador, Amaro, por toda dedicação, paciência e ensinamentos. Obrigada pelos direcionamentos e ajuda na escolha do tema desta dissertação pelo qual me encantei.

Agradeço à minha família por ser minha base, fonte de amor, alegria e minha maior torcida. Em especial aos meus pais, Cláudia e Humberto, por sempre estarem presentes e me apoiarem incondicionalmente com amor, paciência, ensinamentos e força, essenciais para a realização dos meus sonhos. À minha tia Dilva, meus dindos Leila e Maurício e meu primo Rubem por estarem presentes em todos os momentos importantes da minha vida. Ao meu namorado, Bernardo, pelo amor e parceria de sempre, tornando tudo mais leve, sempre me acalmando e apoiando.

Agradeço aos amigos do Maria Raythe, da Ambiental e da Austrália, pela eterna amizade e por tornarem a vida mais divertida. Aos amigos do Mestrado, que cresceram junto comigo ao longo dessa caminhada, compartilhando as horas de estudo, desespero, angústias e principalmente as alegrias, foi maravilhosa nossa convivência e se tornaram companheiros de vida.

Agradeço aos professores do PPE/UFRJ que compartilharam seus conhecimentos e experiências. Também à equipe do PPE, em especial à Sandra e Paulo, pela dedicação e carinho, e por estarem sempre à disposição para nos ajudar.

Agradeço a tantas pessoas de bom coração que cruzaram o meu caminho e se dispuseram a compartilhar informações e conhecimento. Em especial ao Rafael pelas dicas, conselhos e auxílio durante todo esse período. Obrigada pelo tempo, paciência, por me passar todos os dados que eu precisei, me apresentar o mundo da modelagem e a toda ajuda durante a elaboração dessa dissertação.

Aos professores da banca examinadora David e Johannes pela participação e colaboração nesse trabalho.

Agradeço à sociedade brasileira, por me permitir uma formação gratuita e de qualidade, ao PPE/COPPE pela oportunidade, a UFRJ por muitos anos de ensino de qualidade e ao CNPq pelo apoio recebido através de bolsa de estudo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Erika Carvalho Nogueira

Fevereiro/2020

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Jr

Programa: Planejamento Energético

As principais metas globais do desenvolvimento sustentável estão diretamente relacionadas ao uso de fontes de energia renováveis, que contribuem para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para o suprimento seguro de energia. Para isso, é necessário entender e otimizar a complementaridade entre diferentes fontes de energia ao longo do tempo e do espaço, para que possam operar de maneira sinérgica. Essa dissertação examina o grau de complementaridade de tempo e espaço entre sistemas eólicos offshore e outras fontes da matriz elétrica brasileira. Fontes intermitentes não agregam muita confiabilidade ao sistema e, assim sendo, é necessário utilizar a complementaridade de energia entre diferentes fontes de geração. A metodologia baseia-se no uso de um modelo de otimização que associa informações hidrológicas, eólicas e de irradiações solares, com certas restrições de demanda e de transmissão de energia, de forma a obter o menor custo de expansão para o Sistema Interligado Nacional. Foram usados os coeficientes de correlação de Pearson e os resultados são apresentados através de diversos cenários. O estudo conclui que a instalação da eólica offshore no Brasil deve ser iniciada pelos subsistemas Nordeste e Sudeste devido a sua complementaridade com os recursos hídricos, sinergia com a indústria do petróleo e proximidade com o maior centro consumidor.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF THE INSERTION OF WIND OFFSHORE GENERATION IN
THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM (SIN)

Erika Carvalho Nogueira

February/2020

Advisor: Amaro Olímpio Pereira Junior

Department: Energy Planning

The main global goals of sustainable development are directly related to the use of renewable energy sources, which contribute to the reduction of greenhouse gas emissions and a secure energy supply. This requires understanding and optimizing the complementarity between different energy sources over time and space, so they can operate with synergy. This dissertation examines the time and space complementarity between wind offshore systems and other sources of the Brazilian electric matrix. Intermittent sources do not add much reliability to the electric system, so it is necessary to use the complementary power between different generation sources. The methodology is based on the use of an optimization model that combines hydrological, wind and solar radiation information, with demand and energy transmission restrictions, in order to obtain the lowest expansion cost for the interconnected system. Pearson's correlation coefficients were used and the results are presented through various scenarios. The study concludes that offshore wind installation in Brazil must be started by the Northeast and Southeast electrical subsystem due to its complementarity with water resources, synergy with oil industry and proximity to the largest center of energy demand.

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Objetivos.....	4
1.2.	Organização do Trabalho.....	5
2.	Eólica offshore e a complementaridade com outros recursos	6
2.1.	Energia eólica offshore no mundo e seu estágio no Brasil	6
2.2.	Complementaridade de recursos	13
2.3.	Integração com o SIN	17
2.4.	Recurso eólico offshore no Brasil.....	22
2.5.	Características da geração eólica offshore.....	24
2.6.	Composição de custos da eólica offshore.....	29
3.	Metodologia.....	35
3.1.	Modelos de operação	37
3.2.	Descrição do modelo (COPA)	39
3.3.	Fontes de dados.....	41
3.4.	Descrição dos cenários.....	45
4.	Resultados e discussão	47
4.1.	Tratamento de dados.....	47
4.2.	Análise de Complementaridade dos Recursos no Brasil	50
4.3.	Resultados da integração da eólica offshore ao sistema elétrico brasileiro (COPA) 56	
4.3.1.	Eólica offshore e hidrelétrica	59
4.3.2.	Eólica offshore e onshore.....	66
4.3.3.	Eólica offshore e solar.....	66
4.3.4.	Eólica offshore e Termelétrica	69
4.4.	Análise de Custos.....	70
4.5.	Localização de parques eólicos offshore para equilíbrio do SIN	73
4.6.	Discussão	76
5.	Conclusões e recomendações	77
5.1.	Trabalhos futuros	81
	Referências	82

Lista de Figuras

Figura 1. Capacidade Eólica Offshore acumulada entre 2010 e 2018 no mundo.	7
Figura 2. Capacidade eólica offshore acumulada em 2016 e 2017 separada por país.	8
Figura 3. Valores atuais (2018) e projeções (2030 e 2050) para as capacidades instaladas de eólica offshore por região e no mundo (GW). Fonte: adaptado de IRENA (2019).	9
Figura 4. Profundidade e distância até a costa de parques eólicos offshore com base fixa, organizados por status de desenvolvimento (O tamanho da bolha indica a capacidade geral do parque). Fonte: WIND EUROPE (2019).....	10
Figura 5. Sistema Interligado Nacional (SIN) – Linhas de transmissão brasileiras Horizonte 2017. Fonte: (ONS, 2019c)	18
Figura 6. Perfil diário da velocidade do vento offshore no Sudeste e Nordeste no mês de Agosto de 2013. Fonte: Elaboração própria a partir de dados (PFENNINGER e STAFFELL, 2019).	21
Figura 7. Fatores de capacidade médios para energia eólica onshore e offshore por ano de comissionamento, 1983-2017. Fonte: (IRENA, 2018).....	25
Figura 8. Fator de capacidade médio por subsistema do Brasil e média mundial, em diferentes distâncias para energia eólica onshore e offshore em 2013. Fonte: Elaboração própria a partir de dados GRUBER (2017) e PFENNINGER e STAFFELL (2019).....	26
Figura 9. Sinergia com a indústria do Petróleo, descomissionamento de plataformas fixas e atuais campos de produção. Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP (2019).	28
Figura 10. Custo nivelado de eletricidade global de tecnologias de geração de energia renovável em escala comercial. Fonte: Elaboração própria a partir de dados IRENA (2018).	30
Figura 11. Análise de sensibilidade de cada parâmetro: (a) turbina eólica, (b) distância do porto, (c) profundidade da água e (d) capacidade do parque eólico. Fonte: (IOANNOUA, ANGUSB e BRENNAN, 2018).	32

Figura 12. Parcelas dos componentes do CapEx de uma planta eólica terrestre, offshore fixa e offshore flutuante. Fonte: (STEHLY , BEITER, <i>et al.</i> , 2018).....	33
Figura 13. Valor médio do total dos custos de instalação, fator de capacidade e LCOE para a eólica offshore de 2010-2018. Fonte de dados: (IRENA, 2019).	34
Figura 14. Metodologia	35
Figura 15. Mapa dos pontos escolhidos para coleta de dados e linhas de batimetria. Fonte: Elaboração própria.....	47
Figura 16. Complementaridade entre a vazão no SE/CO e velocidade de vento NE, valores normalizados para efeitos de comparação. Fonte: Elaboração própria.	53
Figura 17. Comparação do fator de capacidade onshore e offshore (distante 10 km da costa) nas diferentes regiões ao longo do ano. Fonte: Elaboração própria.	55
Figura 18. Geração hídrica e eólica offshore no Nordeste. Fonte: Elaboração própria	59
Figura 19. Geração hídrica no Norte e eólica offshore no Nordeste. Fonte: Elaboração própria.....	60
Figura 20. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Sul. Fonte: Elaboração própria.....	61
Figura 21. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Sudeste/Centro Oeste. Fonte: Elaboração própria.	62
Figura 22. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Norte. Fonte: Elaboração própria.	63
Figura 23. Geração hídrica em todo Brasil comparado com a geração eólica offshore em cada subsistema. Cenário nordeste com 800 MW e nos demais cenários são 400 MW de eólica offshore instalada. Fonte: Elaboração própria.	65
Figura 24. Geração em MW normalizado de energia eólica onshore e offshore em cada subsistema. Fonte: Elaboração própria.....	66

Figura 25. Somatório da geração eólica offshore e fotovoltaicos normalizados, no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”, (a) média horária em um dia típico (b) geração semanal ao longo do ano. Fonte: Elaboração própria.	68
Figura 26. Perfil diário de geração solar no Nordeste e eólica offshore no Sul. Fonte: Elaboração própria.....	69
Figura 27. Geração termelétrica no Nordeste com diversas porcentagens de inserção de eólica offshore em diferente cenários. Fonte: Elaboração própria.	70
Figura 28. Porcentagem de redução de custo em relação ao cenário base (sem eólica offshore). Fonte: Elaboração Própria.....	71
Figura 29. Porcentagem de aumento de custo em relação ao cenário base (sem eólica offshore) levando em consideração os custo de instalação da Eólica Offshore em 2018, 2030 e 2050. Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da IRENA (2019).	72
Figura 30. Geração de energia elétrica por fonte na matriz brasileira no cenário com inserção da eólica offshore no Nordeste (800 MW) e Sudeste (400 MW). Fonte: Elaboração própria.....	74
Figura 31. Comportamento anual da geração elétrica por fonte e a curva de carga do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”. Fonte: Elaboração própria.....	75
Figura 32. Comportamento horário da geração elétrica por fonte e a curva de carga do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)” no período seco e úmido. Fonte: Elaboração própria.	76

Lista de Quadros

Quadro 1. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil	23
Quadro 2. Fatores de escala para parques eólicos a distâncias até mais de 200 km da costa e profundidade da água até 50 m.....	31
Quadro 3. Visão geral dos conjuntos de dados de reanálise disponíveis publicamente e os parâmetros mais relevantes para a análise de energia eólica.....	42
Quadro 4. Resumo das fontes de dados	45
Quadro 5. Média anual dos fatores de capacidade horários em diferentes distâncias da costa.....	48
Quadro 6. Coeficiente de correlação entre diferentes regiões e recursos energéticos: as regiões Sul, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte e os valores normalizados da radiação solar, vazão (representada pela geração hídrica em MWh) e a velocidade de vento offshore a 10 km, 100 km e 150km da costa e onshore. As cores verdes são mais complementares e as vermelhas mais correlacionadas.....	52
Quadro 7. Cenários da Matriz Elétrica Brasileira com a inserção da energia eólica offshore.	57
Quadro 8. Resumo coeficiente de correlação entre diferentes regiões e a produção de energia por diferentes fontes em relação a eólica offshore.	58
Quadro 9. Coeficiente de correlação entre geração solar PV e eólica offshore em um dia. 67	

1. Introdução

Com o cenário global de mudanças climáticas e a busca pela segurança energética através da diversificação da matriz, as energias renováveis ganharam mais destaque no planejamento energético para atender à demanda crescente de energia, resultante principalmente do crescimento econômico e populacional.

De acordo com o as projeções do IBGE (2019), entre 2012 e 2050, a população do Brasil aumentará em cerca de 30 milhões de habitantes e o consumo de energia elétrica triplicará, passando de 513 TWh atualmente para 1.624 TWh em 2050 (EPE, 2018c). Para atender a esse aumento na demanda, será necessário ampliar a capacidade instalada do país, diversificando ainda mais a matriz energética do Brasil.

Dentre as tecnologias alternativas renováveis, este trabalho concentra-se na avaliação das oportunidades de utilização dos recursos eólicos offshore no Brasil, levando em consideração o entendimento da complementaridade entre ela e outras as fontes no país. A escolha da energia eólica offshore é explicada pelo seu grande potencial nacional (PIMENTA, KEMPTON e GARVINE, 2008; ORTIZ e KAMPEL, 2011), pela experiência prévia do país na utilização do recurso eólico onshore e toda a estrutura offshore que existe da exploração de petróleo, além do fato dessa fonte de geração estar expandindo mundialmente a um preço competitivo (IEA WIND, 2017).

A contribuição da geração eólica offshore é fundamental para redução do uso de recursos fósseis e da emissão de gases de efeito estufa (GEE). É uma tecnologia que usa um recurso renovável, não gera resíduo durante a operação e reduz a emissão de GEE. Pode ser instalada próximo aos centros de consumo o que reduz perda de carga, com ganhos de eficiência, de escala e reduzido impacto ambiental e visual quando comparada com outras fontes.

Parques eólicos são cada vez mais atrativos como alternativa energética. A capacidade instalada de energia eólica está aumentando no Brasil e no mundo, apresentando ganhos de escala no preço da energia (IEA WIND, 2017). No Brasil, por

exemplo, o preço da energia eólica negociada nos leilões, reduziu de 242 R\$/MWh no Leilão de Energia de Reserva de 2009 para 68 R\$/MWh no Leilão de Energia Nova A-4/2018 (EPE, 2018d).

A próxima fronteira para o avanço do aproveitamento eólico no Brasil é o ambiente marinho. A principal vantagem é uma maior disponibilidade e qualidade do recurso eólico, pois comparando com a energia eólica onshore os ventos marítimos tendem a fluir a velocidades mais altas, devido à baixa rugosidade da superfície, permitindo que as turbinas produzam mais eletricidade. A principal desvantagem é o alto custo de instalações em ambientes offshore (OCEAN ENERGY COUNCIL, 2012).

Entretanto, alguns estudos mostram, com base em curvas de aprendizagem tecnológica, uma queda do custo de 20% no custo nivelado de energia entre 2010 e 2018 (IRENA, 2019). Os avanços tecnológicos estão permitindo a instalação de turbinas de maior capacidade e em águas mais profundas, mas seus efeitos sobre o meio ambiente ainda não são totalmente conhecidos. Com a evolução do número e tamanho de projetos eólicos offshore, é necessário considerar as consequências do nível dos impactos dessas atividades sobre o meio ambiente marinho.

De qualquer forma, a indisponibilidade de locais preferenciais (terras viáveis economicamente e ambientalmente) para o desenvolvimento de parques eólicos onshore, a concorrência no uso do espaço para outras atividades, a combinação de disponibilidade de recursos e maturidade tecnológica são alguns fatores que podem justificar o investimento em geração eólica offshore.

As regiões costeiras englobam menos de 20% da superfície do planeta, no entanto abrigam mais de 45% da população humana e é onde são localizadas 75% das megalópoles com mais de 10 milhões de habitantes (MILÊNIO, 2009). O adensamento populacional e conseqüentemente atividades econômicas concentradas no litoral sugere a proximidade da geração elétrica no mar ao consumo de energia, com menores perdas por transmissão

elétrica. O Brasil tem dimensões continentais, um litoral extenso, mas não explora todo esse potencial.

Em 2018, o Brasil atingiu o oitavo lugar no ranking mundial de energia eólica e a região Nordeste tem 85% da capacidade instalada dessa fonte no país (EPE, 2018d). A energia eólica, em menos de uma década, consolidou-se no abastecimento elétrico no país. Um dos principais determinantes deste cenário está relacionado à qualidade do recurso eólico no território nacional, com ventos abundantes na região Nordeste do país com características de unidirecionalidade e estabilidade. No entanto, apenas o potencial de recursos eólicos terrestres tem sido explorado. A energia eólica offshore no Brasil ainda é pouco conhecida e estudada.

Além da intensa busca por alternativas renováveis de geração de energia elétrica, ocasionada pela necessidade de expansão da capacidade de geração, criada pela crescente demanda aliada com a preocupação em relação às questões ambientais, há no Brasil o cenário de crise hídrica. Essa situação dificulta a geração de energia elétrica através de hidrelétricas, aumentando o consumo de usinas termelétricas para suprir a demanda, que tem um custo elevado de geração e emite GEE com a queima de combustíveis fósseis, que contribuem para as mudanças climáticas (LIMA, 2012).

Segundo a EPE (EPE, 2018a), em 2017, devido às condições hidrológicas desfavoráveis, houve redução de 3,4% da energia hidráulica disponibilizada em relação ao ano anterior. Devido ao baixo índice pluviométrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permite a cobrança de um valor adicional pela energia elétrica aos consumidores, as bandeiras tarifárias. Essa tarifa extra existe, pois 65,2% da oferta de energia são provenientes das hidrelétricas, mas com a baixa no armazenamento dos reservatórios há o acionamento das termelétricas de *backup* (EPE, 2018a). Para diminuir esses impactos, outras fontes de energia renováveis devem ser implementadas à matriz, sendo a energia eólica offshore uma boa candidata.

Além disso, em 2015, foram definidos 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável e o 7º se refere especificamente à energia acessível e limpa, assegurando o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos (IPEA, 2015). Também em 2015 aconteceu a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21) em Paris, na qual foi estabelecida o Acordo de Paris que busca a redução de emissões para atingir a meta de dois graus e permitir um desenvolvimento limpo (ONU, 2015). Em 2016, o Conselho Mundial da Energia desenvolveu o conceito do “Trilema da Energia” – abordando o desafio energético triplo de garantir uma energia segura, acessível e ambientalmente responsável (WEC, 2016).

Para implementar esses objetivos e metas, novas políticas devem ser adotadas e o sistema de energia deve ser completamente compreendido e caracterizado. Para apoiar as decisões políticas e de gestão são necessários modelos de sistemas de energia para informar sobre possíveis cenários e tendências futuros.

1.1. Objetivos

O objetivo central do trabalho é analisar a complementaridade entre as principais fontes no Brasil e a eólica offshore. Permitindo assim estabelecer quais são os locais mais interessantes para se instalar usinas eólicas offshore no Brasil buscando o equilíbrio do Sistema Interligado Nacional (SIN) e entender como ele absorve a energia eólica marítima. Nos cenários serão consideradas as variabilidades temporais e espaciais da complementaridade entre os recursos.

Nesta dissertação, serão analisados dados de entrada para esses modelos, simulando a geração de energia eólica offshore no Brasil a partir de dados de reanálise e comparando com outras fontes de energia para analisar suas complementaridades, através de dados na maior granularidade possível. Com essas informações, é possível identificar potenciais custos e benefícios da integração da fonte eólica offshore no SIN. O intuito é dar informações aos tomadores de decisão para escolherem as melhores medidas alcançando

um equilíbrio entre a demanda de energia da economia, as metas da mudança do clima e a integridade ambiental.

Os objetivos específicos podem ser enumerados:

- Enumerar características técnicas, econômicas e ambientais da eólica offshore no Brasil;
- Estudar a distribuição e qualidade dos recursos eólicos offshore no Brasil (potencial da Zona Econômica Exclusiva do Brasil);
- Incluir a tecnologia de geração eólica offshore no modelo COPA;
- Avaliar a complementaridade espacial e temporal entre a energia eólica offshore e outros recursos renováveis no Brasil (hídrica, solar, eólica onshore);
- Quantificar a complementaridade entre tecnologias de geração de eletricidade a partir de cenários que considerem a entrada da energia eólica offshore;
- Localização preferencial de parques eólicos offshore para o equilíbrio do SIN.

1.2. Organização do Trabalho

Esta dissertação é composta por cinco capítulos, incluindo a introdução (Capítulo 1). Segue a estrutura dos outros capítulos:

Capítulo 2: apresenta conceitos e dados sobre a energia eólica offshore e seu potencial no mundo e no Brasil. São mostrados os conceitos da complementaridade, estudos sobre a complementaridade de recursos e a comparação entre algumas características da energia eólica offshore e outras renováveis.

Capítulo 3: apresenta a metodologia de análise de dados e os softwares utilizados. Detalha a metodologia e ferramentas utilizadas neste estudo para verificar a complementaridade da energia eólica offshore e outras fontes no SIN. Além disso, este

capítulo descreve como é representado o sistema brasileiro no modelo COPA e os dados de entrada usados.

Capítulo 4: apresenta o tratamento de dados, resultado do modelo e discussão. Analisa a complementaridade entre a eólica offshore e outras fontes focando nas principais fontes de energias existentes no Brasil (hídrica, solar, eólica e termelétrica).

Capítulo 5: Apresenta as conclusões, limitações e sugestões para estudos futuros.

2. Eólica offshore e a complementaridade com outros recursos

2.1. Energia eólica offshore no mundo e seu estágio no Brasil

A energia eólica pode ser dividida em dois segmentos diferentes, a geração de energia elétrica através de ventos em terra (onshore) e ventos marítimos (offshore). A construção de parques eólicos em terra já é amplamente utilizada, já o segmento offshore tem um histórico de utilização recente. A primeira estrutura eólica no mar foi um único aerogerador de 220 kW instalada na Suécia em 1990, localizada a 350 m da costa e apoiada numa estrutura de tripé ancorada a uma profundidade de 6 m (ESTEBAN, DIEZ e LÓPEZ, 2011). A partir de então, instalações desse tipo continuaram sendo construídas e se desenvolvendo.

Segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2018), em 2017, foi descomissionado primeiro parque eólico offshore a ser instalado no mundo, o Vindeby na Dinamarca com 5MW (construído em 1991), e comissionado o primeiro parque eólico comercial flutuante, Hywind na Escócia. A inovação contínua no design e operação de turbinas eólicas é um dos principais impulsionadores do aumento da competitividade da energia eólica (IRENA, 2018). Houve um aumento contínuo da capacidade das turbinas, alturas do eixo e áreas varridas pelas pás, reduzindo o custo da eletricidade gerada pelo vento. Essas melhorias na tecnologia do aerogerador aumentam o fator de capacidade, pois garantem melhor aproveitamento eólico e redução de perdas de energia.

De acordo com o relatório anual de energia eólica do GWEC (2019), a capacidade instalada offshore no mundo somou 23,1 GW em 2018, distribuídos em 17 países. O mercado eólico offshore global cresceu quase 30% ao ano entre 2010 e 2018, beneficiando-se de rápidas melhorias tecnológicas (IEA, 2019). A Figura 1 mostra que a capacidade acumulada multiplicou mais que sete vezes entre 2010 e 2018, com taxas anuais de incremento que apresentam uma tendência crescente. No entanto, o setor eólico offshore até o momento, é um assunto amplamente europeu, como ilustra a Figura 2. As dez maiores capacidades instaladas de fazendas eólicas offshore estão todos localizados na Europa e 98% da capacidade europeia está concentrada em apenas cinco países (Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Bélgica e Holanda) (WIND EUROPE, 2019).

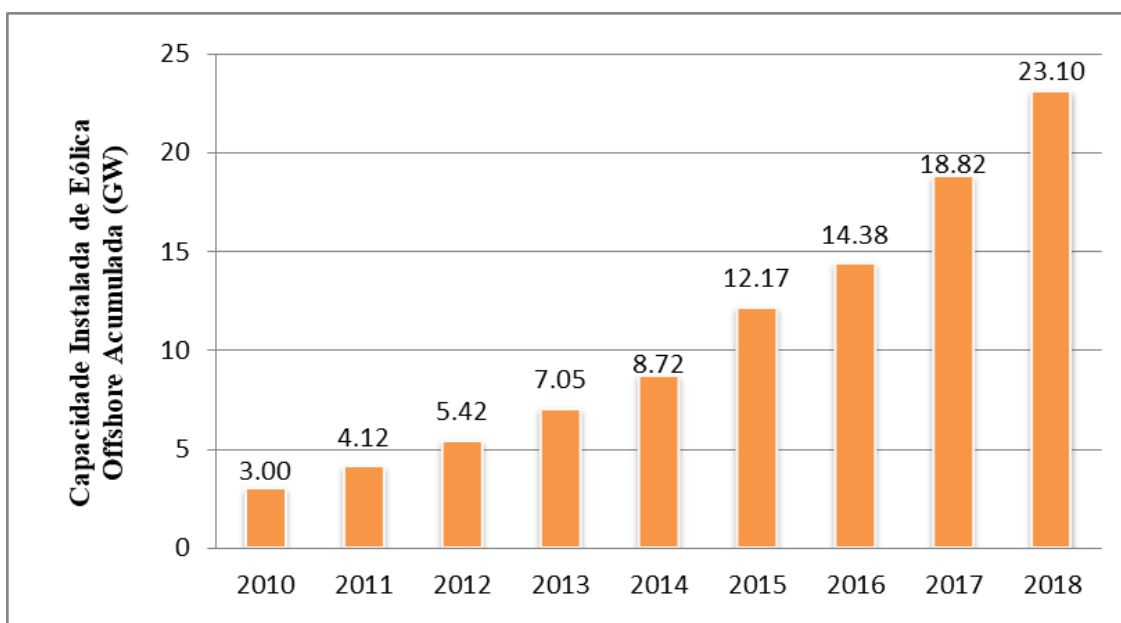


Figura 1. Capacidade Eólica Offshore acumulada entre 2010 e 2018 no mundo.

Fonte: Adaptado de GWEC (2018) e IRENA (2019).

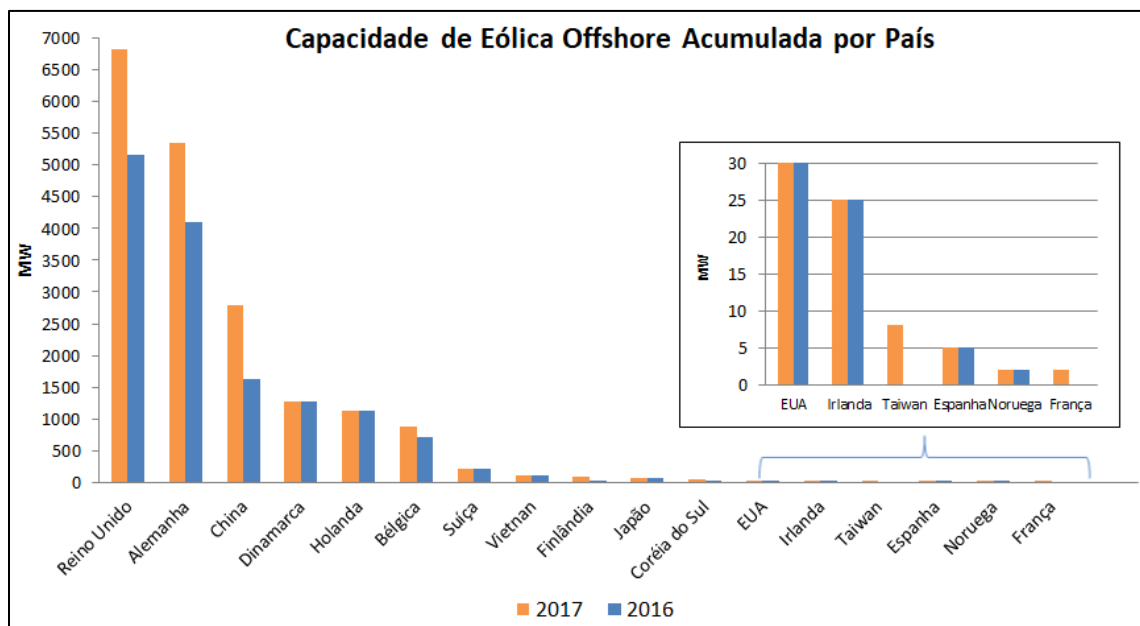


Figura 2. Capacidade eólica offshore acumulada em 2016 e 2017 separada por país.

Fonte: Adaptado de GWEC (2018).

Apesar da Europa ainda liderar o mercado, a tendência atual é a expansão da energia eólica offshore em outros continentes devido a recente redução de preços que atraiu a atenção de diversos países, sobretudo na América do Norte e Ásia, como mostrado nas projeções da IRENA (2019) (Figura 3). Segundo a GWEC (2019), em 2018, pela primeira vez, a China instalou e conectou mais capacidade (1,8 GW) eólica offshore do que qualquer outro país. Nos Estados Unidos, a primeira usina eólica offshore implantada se tornou operacional em 2016 e mais projetos estão em andamento atualmente. A Índia, como exemplo de um mercado offshore emergente, realizou uma primeira manifestação de interesse em 2018, além de ter liberado durante janeiro de 2019 rascunhos de regras de leilão eólico offshore (GWEC, 2019).

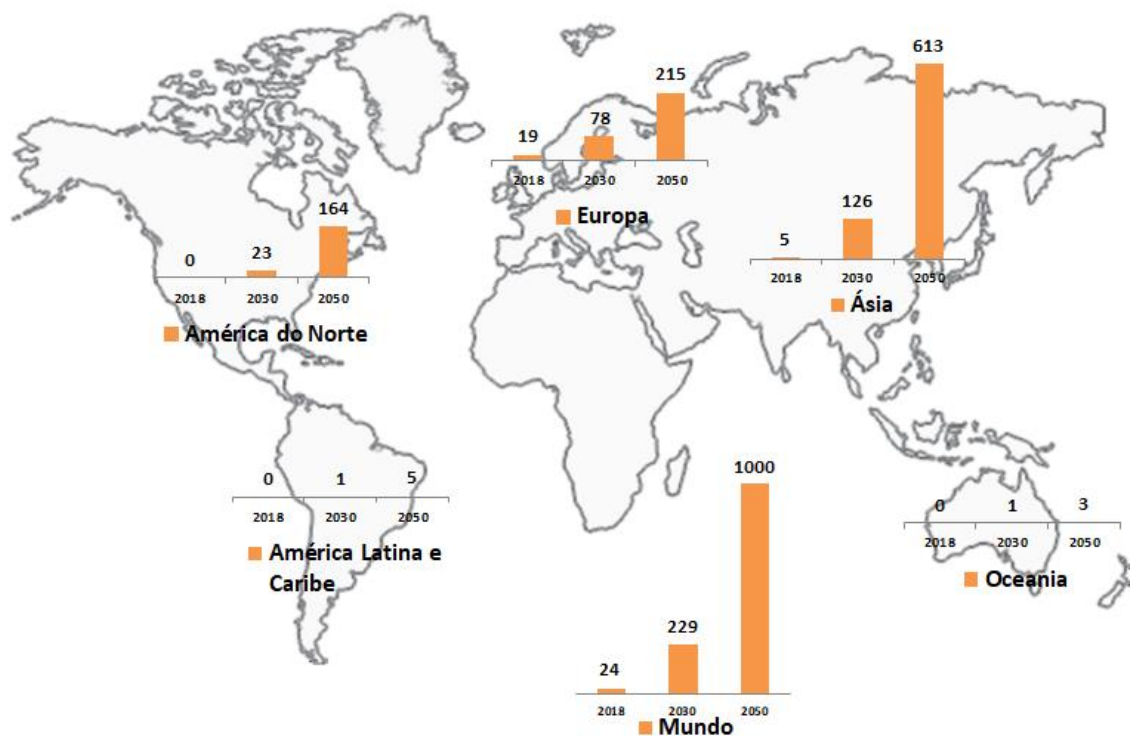


Figura 3. Valores atuais (2018) e projeções (2030 e 2050) para as capacidades instaladas de eólica offshore por região e no mundo (GW). Fonte: adaptado de IRENA (2019).

Atualmente, segundo o instituto Fraunhofer (FRAUNHOFER IEE, 2017), o parque eólico offshore mais distante da costa é o Global Tech 1, distante 112 km da costa alemã. As maiores distâncias médias da costa são na Alemanha (60 km) e na Bélgica (37 km) e as mais curtas na Finlândia (4 km). As turbinas eólicas offshore na Alemanha estão situadas nas maiores profundidades, em média 29 m, enquanto as turbinas na Finlândia (6 m) e na Suécia (9 m) se encontram em águas mais rasas. A Figura 4 mostra a distância média da costa e a profundidade das turbinas eólicas offshore europeias. Hoje, já existem parques offshore em fase de planejamento com distâncias superiores a 200 km da costa (WIND EUROPE, 2019), turbinas com 260 m de altura e capazes de gerar até 12 MW (GE Turbina offshore Haliade-X, comercialmente operacional a partir de 2024) (GWEC, 2019)- em 2019 turbinas de 10MW já estão comercialmente disponíveis.

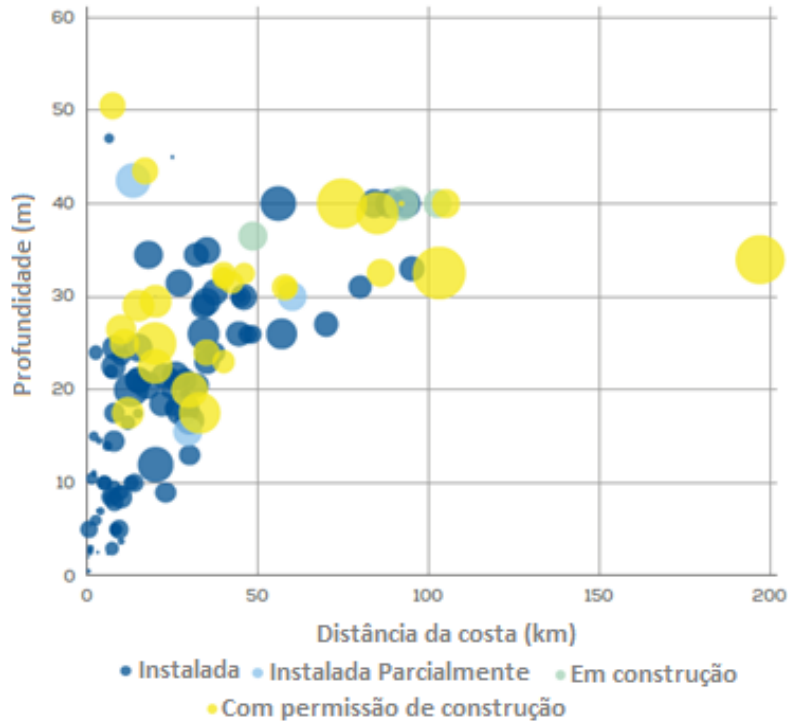


Figura 4. Profundidade e distância até a costa de parques eólicos offshore com base fixa, organizados por status de desenvolvimento (O tamanho da bolha indica a capacidade geral do parque). Fonte: WIND EUROPE (2019).

O tamanho médio das turbinas eólicas offshore cresceu 3,4 vezes em menos de duas décadas, de 1,6 MW em 2000 para 5,5 MW em 2018 (IRENA, 2019). Em 2018, a maioria dos parques eólicos em construção na Europa tem turbinas acima de 6 MW (a potência nominal média de 6,8 MW) (WIND EUROPE, 2019). As maiores turbinas do mundo foram instaladas no Reino Unido em 2018, duas turbinas V164 de 8.8 MW da MHI Vestas Offshore Wind, com um rotor de 164 m de diâmetro (WIND EUROPE, 2019).

Segundo o relatório da Wind Europe (2019), nos últimos dez anos, o tamanho médio dos parques eólicos offshore aumentou de 79,6 MW em 2007 para 561 MW em 2018. O maior parque eólico offshore do mundo é o projeto Hornsea One, de 1.200 MW (174 turbinas), fica a 120 km da costa do Reino Unido- sua construção começou em 2018 (WIND EUROPE, 2019).

Atualmente o Brasil não possui empreendimentos de geração de energia eólica offshore, entretanto esta fonte energética pode ser uma forma sustentável de complementar a matriz energética do país (PIMENTA, KEMPTON e GARVINE, 2008; ORTIZ e KAMPEL, 2011; PIMENTA e ASSIREU, 2015; SILVA, 2015). Energia eólica marítima é um tema ainda pouco desenvolvido no Brasil e existe uma grande lacuna no desenvolvimento de pesquisas sobre o assunto no país. Por esse motivo, essa dissertação apresenta importante contribuição com a literatura Brasileira sobre energia eólica offshore.

Segundo o relatório do BTG Pactual de Pimentel e Andrade (2019), mesmo que o Brasil mantenha uma taxa de crescimento de energia eólica onshore de 45% ao ano, é necessário mais de 40 anos para o país atingir o seu máximo potencial de capacidade exploratória em terra. No entanto, alguns pontos onshore podem não apresentar tantos benefícios para o sistema quanto se for utilizado os recursos eólicos marítimos. Embora ainda não haja plantas sendo construídas com essa tecnologia no Brasil, alguns estudos e projetos já foram iniciados, liderados por empresas do setor de óleo e gás como a Petrobras, Total e Equinor (PIMENTEL e ANDRADE, 2019).

Apesar de não haver empreendimentos construídos, já existem 4 projetos de produção de energia eólica marítima com solicitação de licença ambiental no IBAMA: o Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho (Iparaná), o Complexo Eólico Asa Branca (CEMAB I), o Complexo Eólico Caju e a Planta Piloto de Geração Eólica Offshore. O Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho, da BI Energia, tem uma potência de 310 MW com 48 aerogeradores e é localizado diante da praia de Caucaia/CE a uma distância que varia de 2 a 9 km da costa (IBAMA, 2016). O CEMAB I de 400 MW será formado por 50 aerogeradores marítimos, com potência nominal de 8,0MW cada, rotor de 180 m de diâmetro a 140 m de altura, em uma área marítima de 7.224,33 ha no litoral do município de Amontada/CE, distante entre 3 km e 8 km da praia, com profundidades variando entre 7 e 12 metros (IBAMA, 2017). O Complexo Eólico Caju apresenta 15 aerogeradores, totalizando 30 MW de potência instalada, localizado em zona de transição terra-mar, no território dos municípios maranhenses de Tutoia e Araisos (EPE, 2018b). E o quarto é um

projeto de P&D da Petrobras, composto por uma Torre com Aerogerador de 5 MW (100 m de altura) e uma torre anemométrica, a cerca de 20 km da costa de Guamaré (RN), em uma região com lâmina d'água média entre 12 m e 16 m (IBAMA, 2018).

Além desses projetos, em 2020, foi anunciado que a Força Eólica do Brasil, controlada pela Neoenergia, iniciou o licenciamento ambiental de três novos projetos para a construção de parques eólicos offshore no Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Ceará, que juntos somam 9 GW de capacidade instalada em 600 aerogeradores (GAUDARDE, 2020).

Essas iniciativas demonstram que o mercado está estudando o assunto. No entanto, destes 7 projetos de instalação de eólicas offshore que já iniciaram o licenciamento ambiental no Ibama, a planta piloto é o mais promissor por ser um projeto de pesquisa. Os demais projetos possuem pouca chance de serem instalados num curto prazo devido a inviabilidade econômica atual, e a não existência até o momento de um marco regulatório para a exploração do potencial eólico offshore no Brasil. Assim, questões como licenciamento ambiental, implementação ou modelo de concessão estão sem resposta e são fundamentais para o desenvolvimento desta fonte (EPE, 2018b).

O Ibama iniciou o aperfeiçoamento de critérios e procedimentos do licenciamento ambiental especificamente para a eólica offshore através do relatório de complexos eólicos offshore (VASCONCELOS, 2019) e pela abertura da consulta pública para receber contribuições para a publicação do modelo de Termo de Referência para a elaboração de Estudos de Impacto Ambiental dos projetos de eólicas offshore no país (IBAMA, 2020).

Para investir em energia eólica offshore no Brasil, a ocupação ordenada do espaço costeiro e marinho é indispensável para o uso sustentável e compartilhado dos seus recursos naturais. Além disso, o envolvimento e diálogo de diferentes setores que atuam nas áreas costeiras são essenciais. O relatório do Ibama (VASCONCELOS, 2019) destaca a necessidade da elaboração e adoção de um Plano Espacial Marinho, que ajuda a definir quais atividades podem ser desenvolvidas na ZEE, identificando atividades atuais e oportunidades mais efetivas de desenvolvimento espacial no futuro. Ressalta também que

esse plano deve ser baseado em uma Avaliação Ambiental Estratégica, que auxilia no planejamento de objetivos e as metas que serão adotados pelo o país, considerando a avaliação de impactos ambientais, minimizando os efeitos negativos e potencializando os positivos, de modo que se conheçam as interferências que as atividades possam ocasionar no meio ambiente.

2.2. Complementaridade de recursos

Matrizes elétricas que apresentam diversas fontes de geração de energia, como a do Brasil, apresentam complexidade de gerenciamento do sistema e exigem a otimização do uso de cada uma das fontes. É necessário controlar as fontes para ter uma máxima eficiência e otimização da energia entregue ao usuário. A utilização dos recursos de energia complementares tem o potencial de melhorar a qualidade da energia fornecida, pois é esperado menor irregularidade na curva de geração do sistema.

A diversificação da matriz elétrica agrega resiliência ao sistema, para lidar com fenômenos climáticos ou choques de oferta de determinado combustível, entre outros eventos como a seca. Para isso é necessário avaliar a complementaridade entre as fontes de energia.

Segundo BELUCO *et al.* (2003), a complementaridade energética é a capacidade de uma ou mais fontes apresentarem disponibilidades energéticas complementares, ou seja, não estarem positivamente correlacionadas, no tempo, no espaço ou ambos. Quando essas fontes se complementam ao longo de uma região há a complementaridade no espaço e quando há períodos complementares em uma mesma região, a complementaridade ocorre no tempo. A complementaridade geralmente se torna possível quando os recursos energéticos são combinados em extensas regiões e ao longo do tempo (BELUCO, SOUZA e KRENZINGER, 2003).

Estudos de complementaridade entre recursos renováveis, como eólica, solar e hidrelétrica (KOUGIAS, SZABÓ, *et al.*, 2016; PERON, 2017; SILVA, 2015; BELUCO, SOUZA e KRENZINGER, 2003) utilizam séries de dados climáticos medidos, ou quando

há falta de estações meteorológicas, aplicam modelos estatísticos para calcular os recursos em diferentes locais ao longo do tempo. Na literatura, a complementaridade energética é estimada a partir do cálculo da correlação entre diferentes recursos energéticos de uma região, normalmente utiliza-se o coeficiente de correlação de Pearson. Este coeficiente é calculado comparando a produção de energia de dois sistemas de produção ao longo do tempo, seu valor varia entre -1 e 1. Valores negativos indicam anticorrelação na produção de energia, ou seja, complementaridade no tempo entre os dois sistemas (KOUGIAS, SZABÓ, *et al.*, 2016).

No entanto, não há estudos de complementaridade visando o entendimento da absorção das energias renováveis variáveis no sistema energético do Brasil. Na verdade, os trabalhos sobre a complementaridade no Brasil são limitados à avaliação qualitativa da complementaridade dos recursos. Essa dissertação se propõe a explorar quantitativamente a complementaridade entre eólica offshore e as outras fontes do mix da matriz elétrica do Brasil. O presente estudo, portanto, preenche uma lacuna importante ao apresentar análise quantitativa/qualitativa para essa complementaridade no SIN, através do cálculo do coeficiente de correlação de Pearson não só entre os recursos, mas também entre a geração de energia por cada fonte.

O aproveitamento eficiente de diferentes tipos de complementaridade envolve um gerenciamento eficiente da energia disponível e da energia acumulada em dispositivos de armazenamento. Essa complementaridade visa reduzir a intermitência da produção de energia através da combinação de sistemas que têm saída de energia mínima e máxima em diferentes períodos (KOUGIAS, SZABÓ, *et al.*, 2016).

Segundo a GWEC (2019), a complementaridade é um dos modelos para soluções dos desafios ligados a energia eólica. Projetos de energia eólica em diferentes locais ou projetos eólicos junto com projetos de outras fontes de energia em diferentes locais que são virtualmente gerenciados como solução complementar. Além disso, pode ser um projeto híbrido, totalmente integrado e combinado, ou projetos separados que compartilham um acesso a um grid comum. A complementaridade é uma estratégia da operação que pode

proporcionar um aumento de desempenho (melhor qualidade dos suprimentos disponibilizados e menor tempo de falha no atendimento) do sistema.

O Brasil tem um grande potencial para produção de energia renovável, há uma diversidade de recursos solares, hídricos, solares e biomassa. Em todo seu território há bons índices de irradiação solar para a geração de energia elétrica fotovoltaica, com maior intensidade na região do semiárido nordestino. O recurso eólico onshore tem uma qualidade diferenciada: constantes, unidirecionais e proporcionam elevados fatores de capacidade, superiores aos encontrados na Europa. Além disso, há o potencial de geração de energia associado à biomassa de cana de açúcar, reflorestamentos e resíduos de madeira e diversas pequenas centrais hidrelétricas espalhados por todo o território nacional (FGV ENERGIA, 2015).

Segundo o relatório da FGV Energia (2015), no Brasil, além de abundantes, essas fontes são complementares no tempo e no espaço. Por exemplo, na região Sudeste a colheita da cana de açúcar ocorre no período seco, quando a produção hidrelétrica é reduzida, gerando uma intensa produção de energia em termelétricas proveniente da queima do bagaço. Além disso, nesse mesmo período a produção de energia eólica no Nordeste é maior (aumenta intensidade dos ventos na região), essa característica complementar e adicional que associada aos reservatórios das usinas hidrelétricas do país, reduz o despacho das usinas térmicas da região. O relatório cita também a complementaridade sazonal diária em regiões onde a velocidade do vento é maior durante a noite com perfeita associação diurna com a geração solar fotovoltaica. Essas complementaridades, separadamente ou combinadas, dão flexibilidade e constância na produção de energia no SIN.

De acordo com SILVA (2015), é possível afirmar que os ventos marítimos do Brasil podem diversificar a matriz elétrica, estabilizar as flutuações hídricas evitando racionamentos e apagões e reduzir o uso das térmicas que eleva o custo de produção e a emissão de gases poluentes.

Para analisar a complementaridade foram feitas diferentes combinações entre os diversos recursos energéticos distribuídos geograficamente em subsistemas distintos ou no mesmo subsistema, além de analisar as possíveis combinações entre os recursos.

Além da complementaridade energética no tempo e no espaço, pode-se citar a complementaridade das características e benefícios que as diferentes fontes de energia apresentam. Isso é, cada fonte tem um atributo diferente e complementar na matriz elétrica brasileira. Por exemplo, a energia eólica - onshore e offshore - não emite GEE e é renovável, mas a sua produção é intermitente, enquanto uma termelétrica que emite CO₂ pode ser acionada a qualquer momento, trazendo flexibilidade ao sistema. Ou seja, nenhuma fonte sozinha apresenta todas as características necessárias para uma operação ótima do sistema elétrico, ou é autossuficiente. Para um planejamento da operação e expansão com o objetivo de atender a demanda com qualidade, confiabilidade, sustentabilidade e da maneira mais barata possível é necessário o entendimento da complementaridade e seus benefícios ao sistema.

O plano de expansão ideal para o sistema não deve necessariamente selecionar apenas a opção com o menor custo nivelado, pois nem todo MWh gerado traz o mesmo benefício para o sistema. A melhor opção é a complementaridade entre as fontes de geração, que devem operar de forma conjunta criando um mix de fontes com diferentes atributos.

O Brasil é favorecido em termos de recursos eólicos, que apesar de serem renováveis e não emitirem GEE, são intermitentes e dependem do fluxo natural dos recursos ligados às condições climáticas. Uma solução para superar a intermitência da energia eólica e manter a confiabilidade e operação contínua do sistema de energia em tempos de baixa disponibilidade de recursos é combinar sistemas eólicos com outras fontes renováveis de geração, como energia solar fotovoltaica, hidrelétrica ou tecnologias de armazenamento, ou ainda tecnologias emergentes como hidrogênio (IRENA, 2019).

2.3. Integração com o SIN

A interligação com sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas. Isto é, para obter os ganhos máximos na operação de um sistema interligado é necessário operar o sistema de maneira integrada, e otimizar de forma conjunta os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo de operação total.

A incorporação de recursos intermitentes na matriz elétrica é baseada na interconexão das linhas de transmissão, capacidade de reserva e complementaridade entre os recursos, garantido o aumento de capacidade para fornecimento, distribuindo o peso de geração entre os recursos e garantindo maior segurança através da diminuição da variabilidade (PIMENTA e ASSIREU, 2015).

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil – Sistema Interligado Nacional (SIN) – é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2019c). O SIN é subdividido nos subsistemas das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Estas regiões possuem diferentes regimes hidrológicos, de vento e irradiação solar que podem apresentar complementaridade sazonal entre si, por isso interligação das linhas de transmissão é de extrema importância.

Essa malha de transmissão (Figura 5) que conecta os subsistemas elétricos permite a transferência de energia, integrando os recursos de geração, o que permite aproveitar a complementaridade energética entre usinas de diferentes regiões. A operacionalização da transferência e intercâmbio de energia elétrica excedente entre os subsistemas e otimização do armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas garante maior segurança, economicidade e confiabilidade energética para o atendimento do mercado. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2019c).

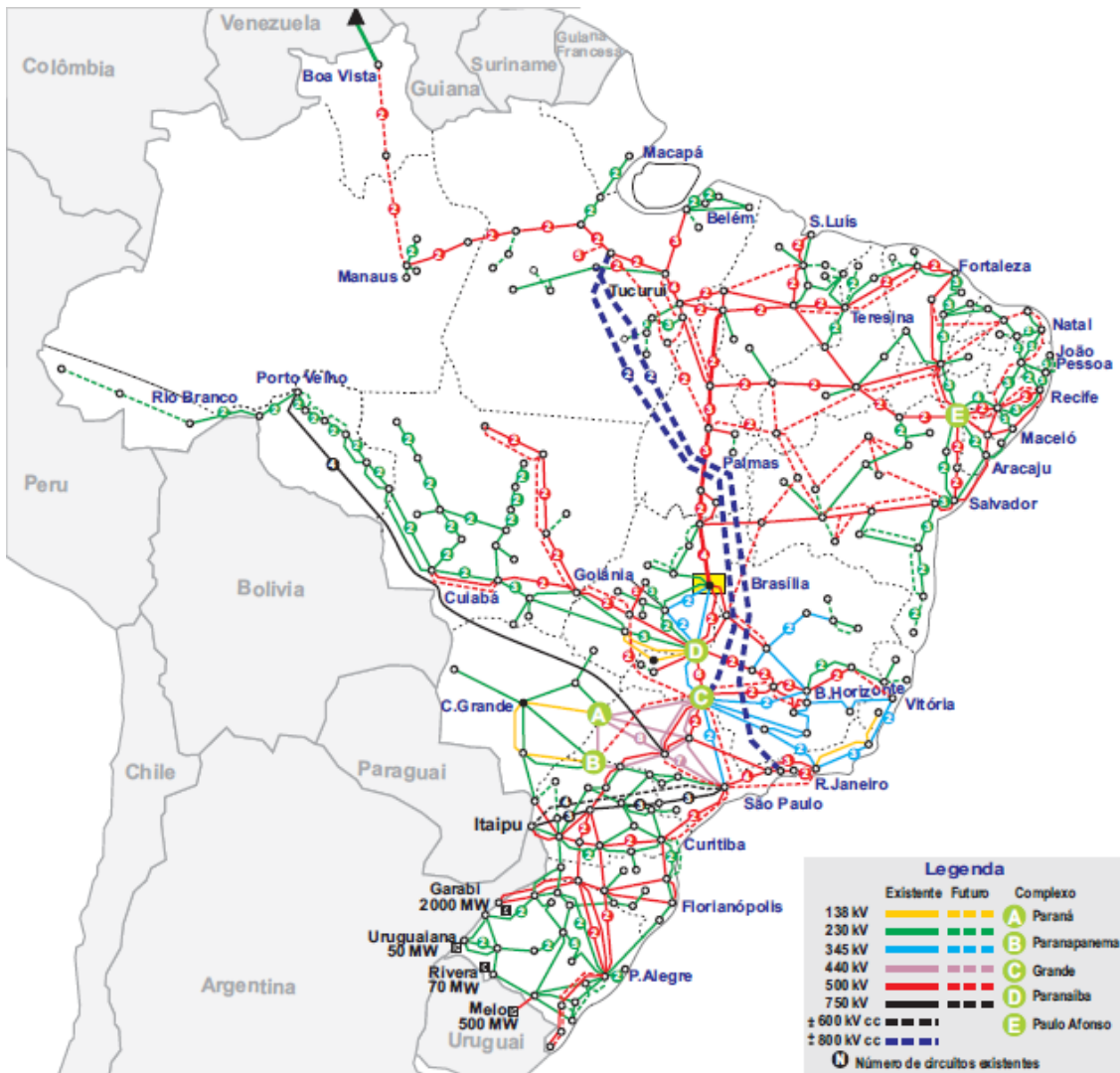


Figura 5. Sistema Interligado Nacional (SIN) – Linhas de transmissão brasileiras Horizonte 2017. Fonte: (ONS, 2019c)

Há duas características relacionadas à geração de energia: despachabilidade e flexibilidade. Uma tecnologia é despachável quando pode ser acionada no momento em que o operador do sistema demandar (FGV ENERGIA, 2015). As energias renováveis como solar, eólica e hidrelétrica sem reservatório, não são consideradas despacháveis, pois só entram em operação quando há disponibilidade do recurso energético que aciona a planta de geração. Já uma fonte é flexível quando alcança o ótimo operacional rapidamente,

podendo ser acionada e desligada / reduzida diversas vezes em um curto espaço de tempo (FGV ENERGIA, 2015). As fontes renováveis alternativas são variáveis, não despacháveis e não apresentam grau de flexibilidade. Dessa maneira, estas fontes em geral atuam como fontes complementares às fontes convencionais, que são despachadas na base da carga.

A matriz elétrica é planejada a partir da definição do percentual de cada fonte no mix energético, que deve apresentar o menor custo possível, considerando também aspectos sociais e ambientais.

Fontes renováveis reduzem as emissões de GEE, entretanto, há um aumento na complexidade da operação devido à variabilidade na disponibilidade do recurso energético. Isto é, há uma flutuação na entrega de potência ou energia em função da disponibilidade do recurso energético - que pode variar em função do clima, da localização da planta e do período do ano (ou mesmo do dia).

Com isso, a flexibilidade do sistema de energia é essencial para garantir a segurança energética em um mundo impulsionado por renováveis. A integração de maiores porcentagens de energias renováveis no mix da matriz energética aumenta a necessidade de flexibilidade e exige novos investimentos em usinas de energia flexíveis, redes e armazenamento de energia, e desbloquear a resposta do lado da demanda (IEA, 2019).

Se a porcentagem representar menos de 10% do mix da matriz, não é um grande problema, pois o sistema existente acomoda essas renováveis variáveis (IEA, 2019). No entanto, quando essa porcentagem aumenta, é necessário cuidado com a maneira que essa energia é integrada aos sistemas de energia sem criar desafios e problemas se não houver vento ou irradiação para a geração. A Alemanha tem 25% de energias renováveis (IEA, 2019), mas esse valor varia com o grau de flexibilidade da matriz. Por isso, é necessário investir na flexibilidade do sistema e na compreensão de como o sistema absorve essa energia.

Com o aumento da penetração de energia eólica no SIN, o intuito é trazer benefícios ao sistema interligado, aproveitando o armazenamento de água (energia) nas hidrelétricas, a

oportunidade de utilizar com mais eficiência os recursos hídricos (outros usos como lazer, abastecimento, novas oportunidades econômicas) e de transmissão existentes e o potencial para melhorar as operações hidrológicas, bem como desenvolver um portfólio geral de fornecimento de energia mais diversificado, robusto e limpo (ACKER, 2011).

O Brasil possui características que favorecem a integração de fontes renováveis não despacháveis em grande escala, como a eólica offshore. Pode-se citar o fato do sistema brasileiro ser baseado em usinas hidrelétricas, que mesmo sem reservatórios de acumulação podem modular sua geração, ou seja, ajusta a necessidade momentânea de energia e evita gastos extras com usinas termelétricas.

Além disso, há a dimensão continental do Brasil e sua extensa costa, aliada ao tamanho da rede de interligação (SIN). Normalmente, quanto maior a distância entre os locais de instalação do parque gerador, menor a correlação na velocidade do vento. Isto é, a falta de recurso eólico offshore em um subsistema pode ser compensada pelo recurso de outro subsistema. Por exemplo, a Figura 6 mostra o perfil diário de vento offshore no Sudeste e Nordeste no mês de agosto de 2013. Observa-se que, enquanto no Sudeste a velocidade do vento diminui a partir das 10 horas, no Nordeste ocorre o inverso.

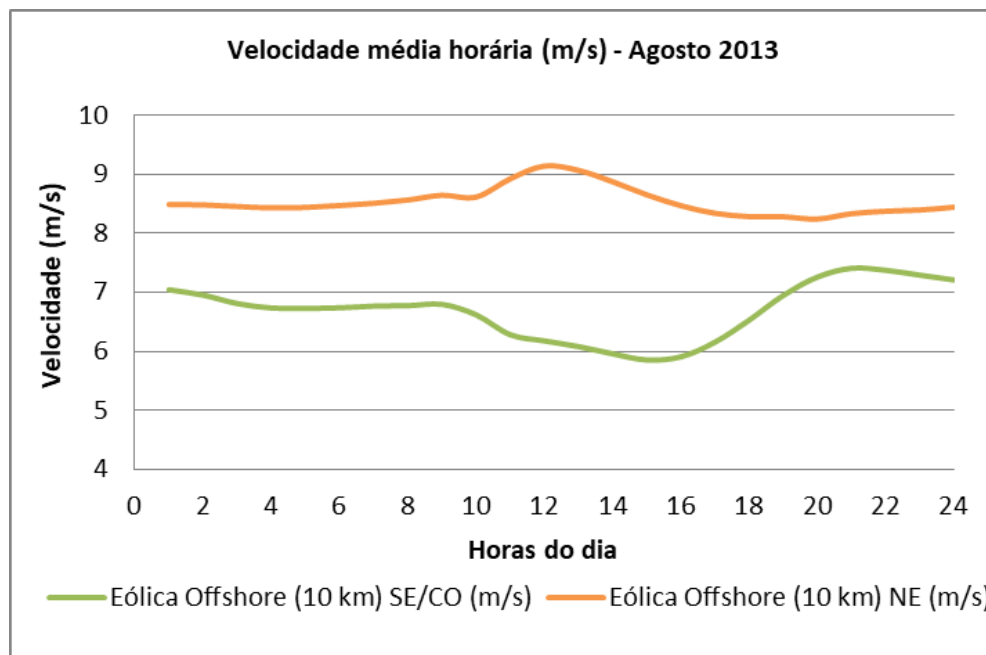


Figura 6. Perfil diário da velocidade do vento offshore no Sudeste e Nordeste no mês de Agosto de 2013. Fonte: Elaboração própria a partir de dados (PFENNINGER e STAFFELL, 2019).

HAYDT *et al.* (2015), com base em dados climatológicos, fizeram uma análise dos índices de confiabilidade para sistemas constituídos apenas de parques eólicos da região Nordeste. Observou-se que ao juntar todos os parques da região há uma melhora significativa desses índices em comparação com os parques isoladamente. Isto é, a complementaridade existente entre diferentes regiões influi na melhora da confiabilidade. Nesse estudo, não foi avaliada a operação conjunta com outras fontes, mas destacaram que existe uma sinergia positiva entre as fontes de geração eólica, solar, hidrelétrica e termelétrica, que tende a proporcionar uma elevação do índice de potência garantida percentual do sistema de geração integrado (HAYDT, GUERREIRO, *et al.*, 2015).

As técnicas aplicadas atualmente para gerenciar as flutuações de demanda de carga e a operação das reservas (armazenamento, contingenciamento e reservas de resposta) implicam em custos adicionais ou a perda parcial da produção de energia, por isso outras soluções devem ser investigados (KOUGIAS, SZABÓ, *et al.*, 2016). Uma opção é a

otimização da complementaridade entre diferentes fontes intermitentes, que é o gerenciamento entre a quantidade total de energia produzida e sua estabilidade de tempo.

A intermitência da energia eólica com o crescimento significativo da capacidade instalada pode dificultar a operação do sistema. No entanto, como a matriz elétrica Brasileira é diversificada, é possível aproveitar alguns dos seus atributos, como a complementaridade com a fonte hídrica, biomassa e solar.

Além de entender a complementaridade entre as fontes de energia, é necessário saber como o sistema interligado absorve essa geração de energia renovável variável e quais são os requisitos do GRID para integrar a energia eólica offshore.

2.4. Recurso eólico offshore no Brasil

No Brasil há diferentes regimes de vento ao longo do litoral de aproximadamente 8.000 km e uma Zona Econômica Exclusiva (ZEE) correspondente a uma área oceânica de aproximadamente $3,5 \times 10^6$ km² (SILVA, 2015), no entanto ainda não aproveita esse recurso eólico marítimo para gerar energia. Há poucos estudos de avaliação do potencial eólico offshore no Brasil, mas a literatura apresenta estudos que fundamentam esse potencial.

PIMENTA, KEMPTON e GARVINE (2008) estimaram o potencial total de geração de energia eólica offshore das regiões Sul e Sudeste do Brasil, em águas menos profundas (até 50m), em 102 GW. Concluíram que o Brasil tem um recurso offshore promissor, que essa região tem recursos eólicos adequados para geração de energia elétrica economicamente atrativa. Contudo, não foram incluídas restrições quanto à presença de rotas de navios, áreas de preservação, áreas de pesca comercial e aspectos geológicos do fundo do mar.

ORTIZ E KAMPEL (2011) elaboraram um estudo apresentando o potencial de energia eólica offshore em diversas distâncias e profundidades para todo o litoral brasileiro (Quadro 1). De acordo com os autores, ventos com maior magnitude em ambiente marítimo se localizam na costa dos estados de Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, ou seja, estados que têm alto grau de aproveitamento

energético eólico onshore também tem perspectivas favoráveis para aproveitamento offshore. Calcularam que, considerando toda a ZEE do país, o potencial de geração de energia eólica offshore seria de 1,78 TW.

Quadro 1. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil

Distância da Costa	
0 a 10 km	57 GW
0 a 50 km	259 GW
0 a 100 km	514 GW
0 a 200 milhas (ZEE)	1.780 GW
Intervalo Batimétrico	
0 a 20 m	176 GW
0 a 50 m	399 GW
0 a 100 m	606 GW

Fonte: (ORTIZ e KAMPEL, 2011).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2017), disponibiliza mapas da velocidade média anual de vento simuladas para 2013 com alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros, onshore e offshore. Porém, não leva em consideração toda a ZEE, nem calcula o potencial em termos de capacidade instalável.

SILVA (2019) analisa o potencial eólico offshore sob diferentes óticas: Teórica (1.687,6 GW), técnica (1.064,2 GW), ambiental e social (330,5 GW). O potencial ambiental e social eólico offshore do Brasil é o mais restrito, no entanto, corresponde ao dobro da potência total instalada atualmente no Brasil e a mais de 20 vezes a capacidade instalada de energia eólica onshore (SILVA, 2019). Conclui que as áreas preferenciais estão localizadas no litoral Nordeste, entre os estados do Pará e do Rio Grande do Norte, e no litoral do Sul, em Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

SILVA (2015) aprimorou a estimativa do potencial eólico offshore na costa brasileira, incluindo o cálculo da estabilidade da camada limite atmosférica utilizando uma melhor resolução batimétrica em uma altura de 95 metros. Em águas rasas, profundidade entre 0 e 20 metros, verificou um recurso da ordem de 559 GW e entre 0 e 50 metros de

profundidade um potencial de 1,1 TW. O potencial eólico para ZEE brasileira encontrado foi de 8.688 GW. O estudo ainda destaca que os maiores valores de produção de turbina estão entre as profundidades 0-35 metros na região Nordeste (entre Piauí e Rio Grande do Norte), e que essa é região promissora devido a menor profundidade, o que favorece a aplicação de tecnologias de fundações em águas rasas que são mais baratas.

Apesar de cada estudo apontar um valor de potencial diferente, são unânimes em destacar o enorme potencial eólico offshore do Brasil. Os resultados dos estudos têm variação no valor do potencial encontrado devido, entre outras razões, às características e especificações técnicas consideradas, como por exemplo, à altura do rotor, diâmetro e potência nominal da turbina e tipo de dados utilizados.

2.5. Características da geração eólica offshore

A produção de energia eólica offshore tem diversas vantagens, sendo a principal a maior disponibilidade e qualidade do recurso eólico, pois comparando com a energia eólica onshore os ventos marítimos tendem a fluir a velocidades mais altas, permitindo que as turbinas produzam mais eletricidade. Isto é, no ambiente marinho há baixa rugosidade da superfície, maiores velocidades de vento, baixa intermitência e turbulência, a turbina pode ter maiores dimensões (há menos restrições ao seu tamanho), o que aumenta o fator de capacidade e conseqüentemente a densidade energética (ESTEBAN, DIEZ e LÓPEZ, 2011), como pode ser visto na Figura 7.

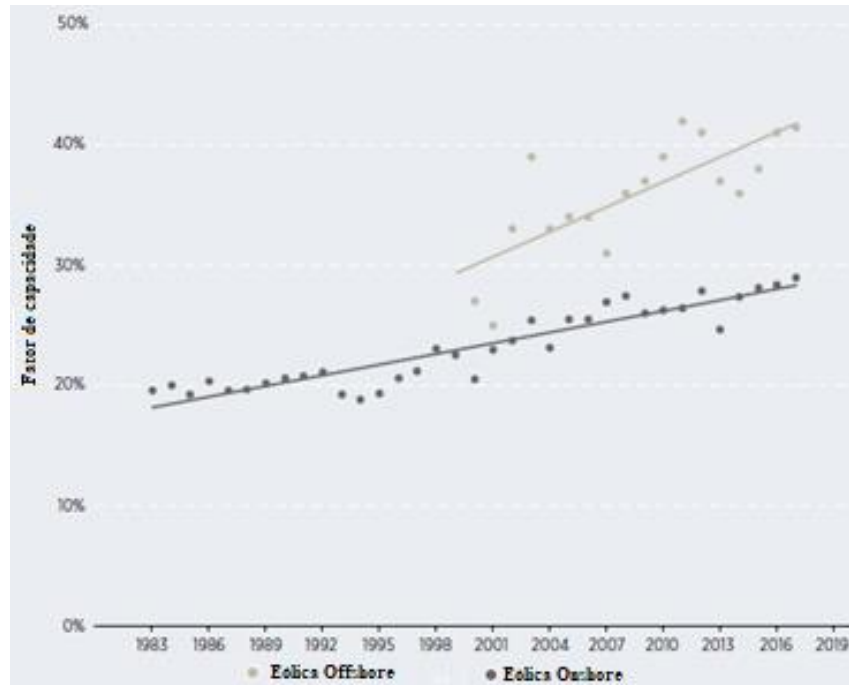


Figura 7. Fatores de capacidade médios para energia eólica onshore e offshore por ano de comissionamento, 1983-2017. Fonte: (IRENA, 2018).

O potencial eólico de um subsistema pode ser analisado através do seu fator de capacidade, que é a proporção entre a produção efetiva da usina e a potência máxima instalada. Os fatores de capacidade dos projetos eólicos são determinados pela qualidade do recurso eólico e pela tecnologia empregada.

Nesse estudo o fator de capacidade foi calculado em termos de aproveitamento horário. É a razão entre a produção estimada de energia durante uma hora, e a energia que seria produzida caso o aerogerador operasse em sua potência nominal durante 100% do tempo. O fator de capacidade (FC) pode ser escrito como:

$$FC = \frac{E}{P_{nominal} T}$$

Onde,

E = energia elétrica produzida

P_{nominal} = potência nominal do aerogerador (Watts)

T = período de análise

O Brasil apresenta um elevado fator de capacidade quando comparado com a média mundial. Como pode ser visto na Figura 8, considerando o ano de 2013, o fator de capacidade médio nacional onshore e offshore foi de 33% e 40%, enquanto a média mundial foi em torno de 25% para onshore e 36% para offshore.

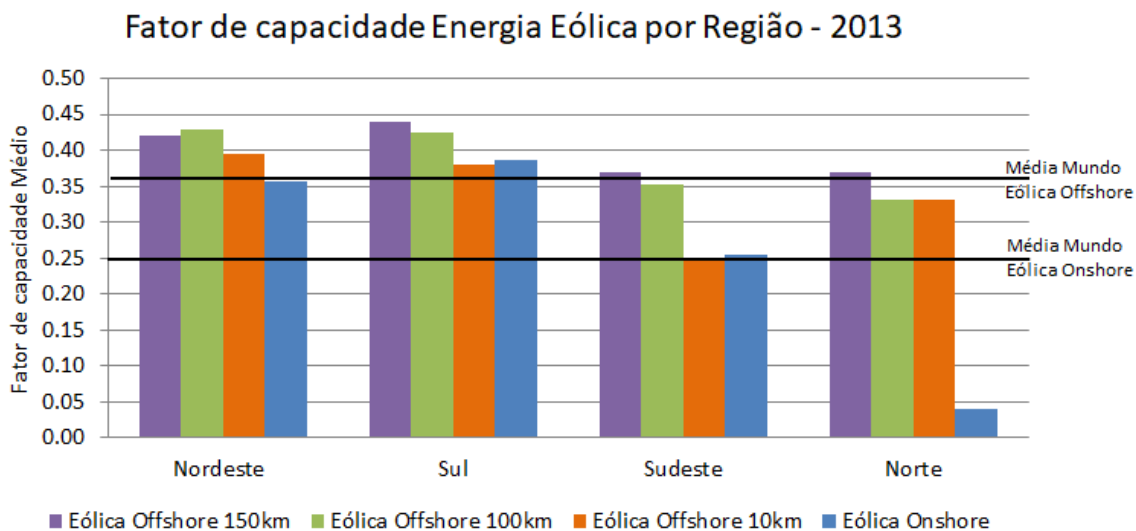


Figura 8. Fator de capacidade médio por subsistema do Brasil e média mundial, em diferentes distâncias para energia eólica onshore e offshore em 2013. Fonte: Elaboração própria a partir de dados GRUBER (2017) e PFENNINGER e STAFFELL (2019).

Além disso, é uma fonte de energia renovável que não gera resíduos durante a operação, reduz a emissão de GEE, tem baixo impacto visual e sonoro aos humanos, há a formação de recifes artificiais e tem caráter modular, o que dá maior flexibilidade no tamanho dos parques (OCEAN ENERGY COUNCIL, 2012; SILVA, 2015).

A energia eólica offshore pode ser um complemento às outras fontes de energia e quando instalada próximo a grandes centros consumidores de carga diminui a perda no transporte da energia (transmissão e distribuição) (SILVA, 2015). Essa redução das perdas e redução dos investimentos em transmissão pode diluir o maior custo de instalação da usina eólica offshore. Isto é, no mar há uma maior área disponível para instalação de parques geradores de maior escala, mesmo próximo aos adensados centros consumidores de carga, gerando menores conflitos com em relação ao uso do espaço.

No Brasil, ainda pode ser citado a possível sinergia com o petróleo: a extensão de vida útil dos campos e o reaproveitamento de dados, estruturas, conhecimento e experiência pode trazer benefícios para todos os atores envolvidos (CARVALHO, 2019). A geração eólica offshore pode ter seus custos reduzidos em virtude de economias de escopo, advindas do aproveitamento conjunto com plataformas de petróleo já existentes e de toda a estrutura de navegação offshore que podem ser utilizadas para diversos fins dando apoio à atividade eólica no ambiente marinho. Assim, observando o potencial brasileiro e o caminho que diversos países da Europa estão seguindo, destaca-se que a expansão da geração elétrica brasileira poderá contar com o desenvolvimento da energia eólica offshore.

Outro ponto positivo dessa sinergia é possibilidade da reutilização de plataformas fixas de petróleo no processo de descomissionamento para geração de energia eólica offshore (COSTA, 2018). Esse uso alternativo pode reduzir os custos e o impacto do descomissionamento da plataforma de petróleo e no lado do operador de energia eólica, o uso dessas estruturas como fundação das turbinas também reduziria os custos correspondentes de construção e instalação. Sempre considerando as diversas alternativas e tendo como finalidade a reutilização das estruturas mediante todas as garantias técnicas e ambientais. No Nordeste brasileiro, região conhecida por seu grande potencial eólico, todas as plataformas estão próximas do fim ou já excedem sua vida útil, apresentando baixa produtividade de petróleo (BARROS, FERNANDES, *et al.*, 2017) (Figura 9). Além disso, as plataformas se localizam próximas ao litoral, instaladas em águas rasas, perto de grandes

metrópoles com demanda significativa de energia o que poderia reduzir o custo da transmissão.

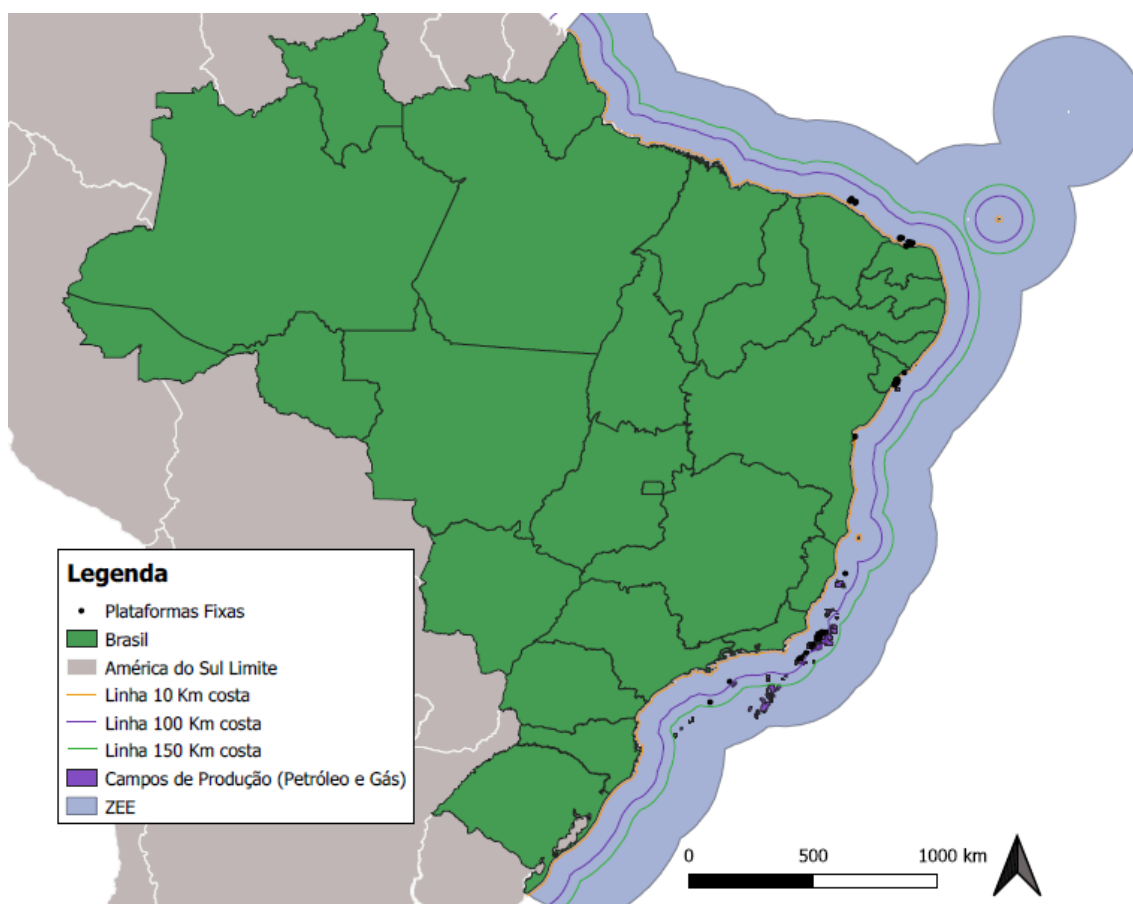


Figura 9. Sinergia com a indústria do Petróleo, descomissionamento de plataformas fixas e atuais campos de produção. Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP (2019).

Há também a possibilidade de turbinas eólicas flutuantes gerarem energia para plataformas de petróleo, como sistema alternativo de produção de energia em regiões de grande profundidade, onde estão localizadas as plataformas de petróleo brasileiras. Não há previsão para a energia eólica offshore no Brasil nos próximos 10 a 20 anos, no entanto, a reutilização de plataformas pode ser a porta de entrada para a exploração eólica offshore no país (BARROS, FERNANDES, *et al.*, 2017).

No entanto, como em toda produção de energia, há fatores negativos na geração de energia eólica offshore. De acordo com ESTEBAN, DIEZ e LÓPEZ (2011) esses fatores podem ser divididos em três esferas: ambiental, social e econômica. Os impactos ambientais estão relacionados principalmente aos ruídos, ao impacto visual e ao impacto sobre a fauna, como distúrbios para animais marinhos como mamíferos, aves e organismos bentônicos, além da poluição devido ao aumento do trânsito de embarcações. Impactos sociais, pois podem ocorrer conflitos com a pesca, porto e turismo local. E econômicos, pois é uma tecnologia de alto custo devido a complexidade da instalação e operação em ambientes marinhos, isto é demanda maiores investimentos com equipamentos, instalação, transmissão e manutenção.

HUANG *et al.* (2017) utilizando a análise do ciclo de vida e a análise de energia líquida avaliou o impacto ambiental e o benefício energético dos sistemas de energia eólica offshore. Segundo seu estudo, as fontes mais substanciais de impacto ambiental desses sistemas são os materiais de aço usados nas turbinas, o consumo de eletricidade na produção, o consumo de combustível e emissões atmosféricas durante o transporte marítimo e materiais de concreto para subestações offshore. O estudo afirma que o impacto ambiental de sistemas de energia eólica offshore pode ser reduzido diminuindo o uso de materiais nas turbinas eólicas, particularmente aço e concreto. Além disso, quando se considera a reciclagem de resíduos, há um impacto ambiental menor de 25%, exigência energética 30% menor e menos 4 meses de tempo de retorno de energia (HUANG, GAN e CHIUEH, 2017).

2.6. Composição de custos da eólica offshore

Em comparação com outras tecnologias de energia renovável, a energia eólica offshore ainda é uma pequena parte da geração global de energia, atualmente há somente 23.1 GW de capacidade offshore instalada (4% de toda energia eólica gerada mundialmente) (GWEC, 2019). No entanto, apesar da capacidade instalada significativamente menor que outras tecnologias renováveis, seus custos também foram reduzidos, como mostra a Figura 10, indicando que essa tecnologia está no caminho certo

para alcançar competitividade de custo para projetos encomendados entre 2020 e 2022 (IRENA, 2018).

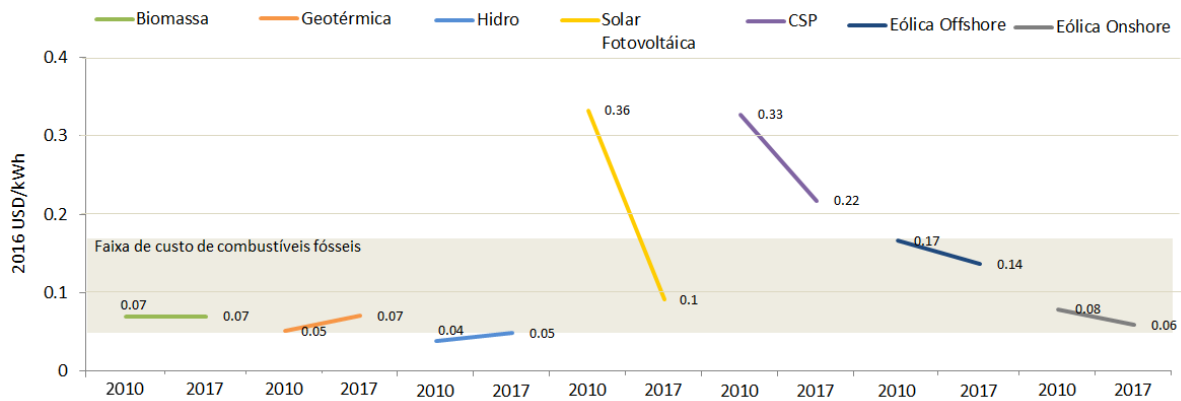


Figura 10. Custo nivelado de eletricidade global de tecnologias de geração de energia renovável em escala comercial. Fonte: Elaboração própria a partir de dados IRENA (2018).

A escolha entre nearshore (perto da costa) e offshore (longe da costa) é relevante, tanto por causa do aumento da resistência pública devido a interferências visuais produzidas por projetos perto da costa, quanto por causa dos potenciais benefícios de redução de custo obtidos pela construção de parques eólicos mais próximos da costa. Os custos para nearshore são menores devido aos menores custos de conexão, fundação e, até certo ponto, operação e manutenção, no entanto as condições de vento são menos favoráveis e há custos associados à resistência pública (JACOBSEN, HEVIA-KOCH e WOLTER, 2016). A implantação em águas mais profundas e mais distantes é impulsionada pela maior velocidade do vento, espaço irrestrito e menor impacto social no ambiente marinho (IOANNOUA, ANGUSB e BRENNAN, 2018).

O custo de instalação aumenta tanto devido ao aumento da distância da costa quanto da profundidade. A forma como essas variáveis aumentam os custos de instalação é ilustrada na Figura 11. O fator de escala é a razão entre os custos de parques eólicos em distâncias e profundidades diferentes e o parque eólico de referência (profundidade entre 10 e 20 m e a 10 km da costa) (Quadro 2). Por exemplo, com a mesma profundidade de água

(10-20 m), o “fator de escala” do parque eólico é 1,18 a distância da costa entre 50 e 100 km, ou seja, é 18% mais caro (EEA, 2009).

Quadro 2. Fatores de escala para parques eólicos a distâncias até mais de 200 km da costa e profundidade da água até 50 m.

		Distância da costa (km)							
		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
Profundidade (m)	10-20	1	1,022	1,043	1,065	1,086	1,183	1,408	1,598
	20-30	1,067	1,090	1,113	1,136	1,159	1,262	1,501	1,705
	30-40	1,237	1,264	1,290	1,317	1,344	1,464	1,741	1,977
	40-50	1,396	1,427	1,457	1,487	1,517	1,653	1,966	2,232

Fonte: (EEA, 2009)

Há outros fatores que influenciam no OPEX, CAPEX e LCOE de um parque eólico offshore, como a capacidade da turbina eólica, profundidade, distância do porto e capacidade do parque eólico. O CAPEX se refere às despesas ou investimentos em bens de capital, é aquilo que a empresa adquire fisicamente, já o OPEX refere-se às despesas operacionais. O LCOE (sigla em inglês para Custo Nivelado de Energia) contém os fatores acima, uma vez que contabiliza todos os custos esperados ao longo da vida de uma usina, incluindo construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros, incentivos e inflação, dividido pela potência que será produzida durante a vida útil do sistema.

Os gráficos na Figura 11 ilustram o efeito de cada uma dessas variáveis. O aumento da capacidade da turbina resulta em uma redução exponencial inversa em todos os três custos: CAPEX e OPEX devido ao fato de que menos unidades precisam ser instaladas e mantidas, e LCOE devido custos reduzidos e aumento da produção de energia. A distância da costa aumenta o CAPEX linearmente, enquanto OPEX e LCOE aumentam exponencialmente. O aumento na profundidade da água não afeta o OPEX, embora resulte em um aumento linear no CAPEX e no LCOE, principalmente em função do custo adicional da fundação e estrutura de suporte, bem como da instalação. Finalmente,

aumentar a capacidade total do parque eólico aumenta proporcionalmente o OPEX e o CAPEX, e há uma redução exponencial inversa no LCOE devido a maior produção de energia e redução de custos por turbina eólica (IOANNOUA, ANGUSB e BRENNAN, 2018).

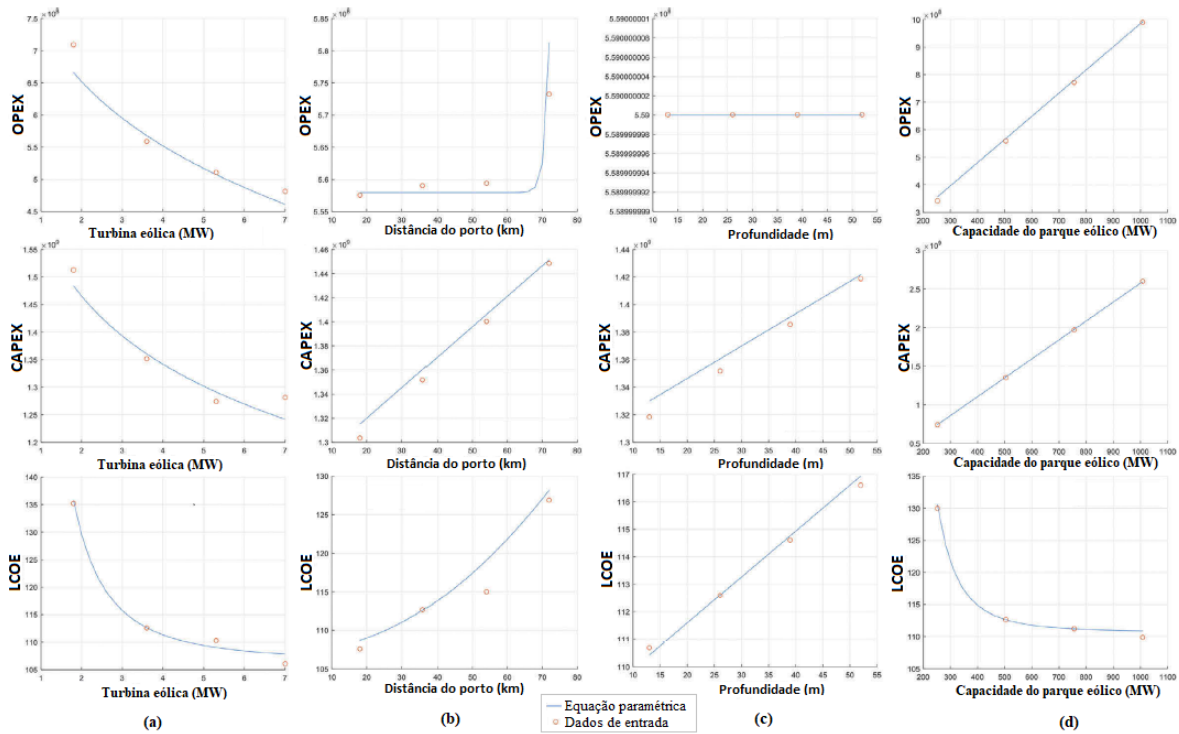


Figura 11. Análise de sensibilidade de cada parâmetro: (a) turbina eólica, (b) distância do porto, (c) profundidade da água e (d) capacidade do parque eólico. Fonte: (IOANNOUA, ANGUSB e BRENNAN, 2018).

Além disso, as parcelas dos componentes de custo são diferentes para parques eólicos terrestres, offshore com base fixa ou flutuante. As principais categorias de custos estão representadas na Figura 12, incluindo turbinas eólicas, balanço do sistema (desenvolvimento, infraestrutura elétrica, montagem e instalação), e custos financeiros (seguro e financiamento). A maior parte do CAPEX do projeto terrestre está na própria turbina (68%), enquanto a turbina representa apenas 34% do CAPEX da offshore com fundo fixo e 27% do projeto de flutuante no mar (STEHLY, BEITER, *et al.*, 2018). Como

é de se esperar, fundações representam uma percentagem significativa dos custos totais em projetos eólicos offshore, devido à despesa de operação offshore e componentes projetados para o meio ambiente marinho que é mais severo. Esta percentagem ainda pode variar, pois é influenciada pela profundidade da água, condições no fundo, carregamento da turbina, rotor e peso da estrutura (IRENA, 2018). A seleção do tipo de fundação é feita pela profundidade da água, condições do solo marinho, características das turbinas e experiência da cadeia de suprimentos.

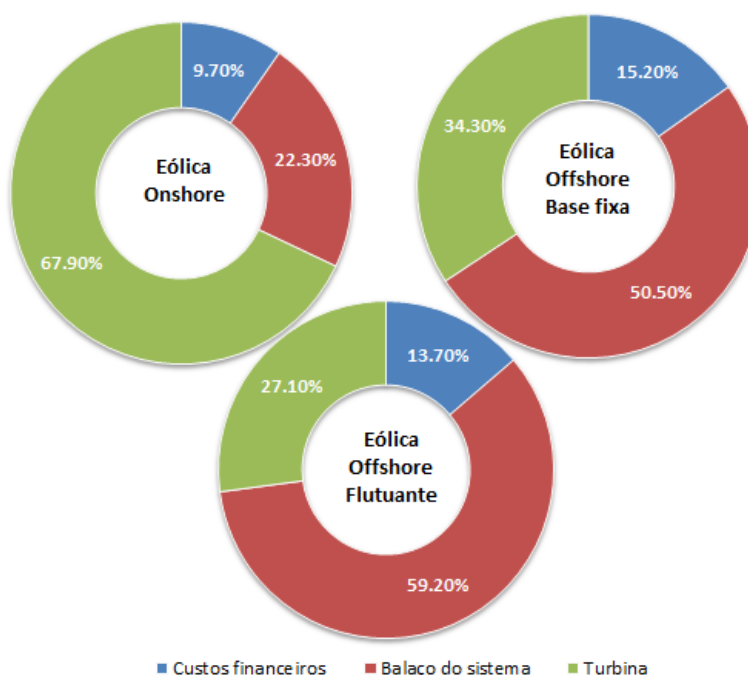


Figura 12. Parcelas dos componentes do CapEx de uma planta eólica terrestre, offshore fixa e offshore flutuante. Fonte: (STEHLY , BEITER, *et al.*, 2018).

Os custos de instalação de projeto eólicos offshore aumentaram por volta do ano de 2012-13 (Figura 13), devido a localização dos projetos ser mais longe da costa, em águas mais profundas e utilização de tecnologias mais avançadas, com turbinas maiores, com rotores e alturas maiores (IRENA, 2018). No entanto, melhores recursos eólicos foram acessados por melhores tecnologias, o que moderou o impacto do aumento dos custos instalados sobre LCOE. Essa tendência do aumento das turbinas para operações offshore é

motivada para aumentar os fatores de capacidade, a medida que recursos eólicos de melhor qualidade são acessados mais longe da costa. Além disso, os projetos eólicos offshore se tornaram maiores, com maiores turbinas e mais desenvolvidos, permitindo economia de escala, cadeias de suprimentos mais competitivas e benefícios de operação e manutenção, compensando os aumentos de custos relacionados à localização projetos mais distantes da costa e em águas mais profundas.

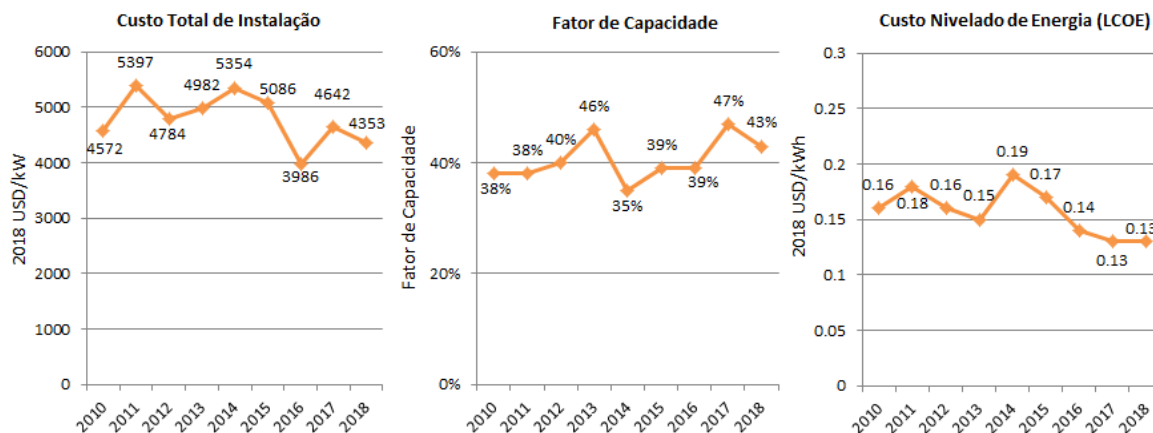


Figura 13. Valor médio do total dos custos de instalação, fator de capacidade e LCOE para a eólica offshore de 2010-2018. Fonte de dados: (IRENA, 2019).

As reduções dos custos só foram iniciadas com a padronização das turbinas eólicas e industrialização do processo de fabricação (IRENA, 2018). Além disso, métodos de instalação e navios de construção offshore também se tornaram mais sofisticados e eficientes, reduzindo o tempo e, conseqüentemente, os custos de instalação. No entanto, somente em 2017 ocorreu, na Alemanha, o primeiro leilão eólico offshore de subsídio zero (IRENA, 2019).

Entretanto, a faixa de custo de projeto é larga, podendo variar em função do tipo de projeto, maturidade do mercado local e condições geográficas. Por exemplo, os custos totais hoje são mais elevados na Europa do que na China, refletindo o fato das instalações eólicas offshore do país asiático ainda permanecer em águas rasas e perto de portos (IRENA, 2019).

Segundo a IEA (2019), a energia eólica offshore deve ser competitiva com os combustíveis fósseis na próxima década, bem como com outras fontes renováveis, incluindo energia solar fotovoltaica. O custo da energia eólica offshore está diminuindo e projeta-se que o LCOE da eólica offshore diminua em quase 60% até 2040.

3. Metodologia

A metodologia adotada se baseia na análise das complementaridades entre a geração de energia no setor elétrico brasileiro a partir de recursos eólicos, solares e hídricos. Assim é possível entender as complementaridades entre fontes já estabelecidas na matriz elétrica nacional e a eólica offshore. A metodologia é dividida em quatro partes ilustradas na Figura 14:

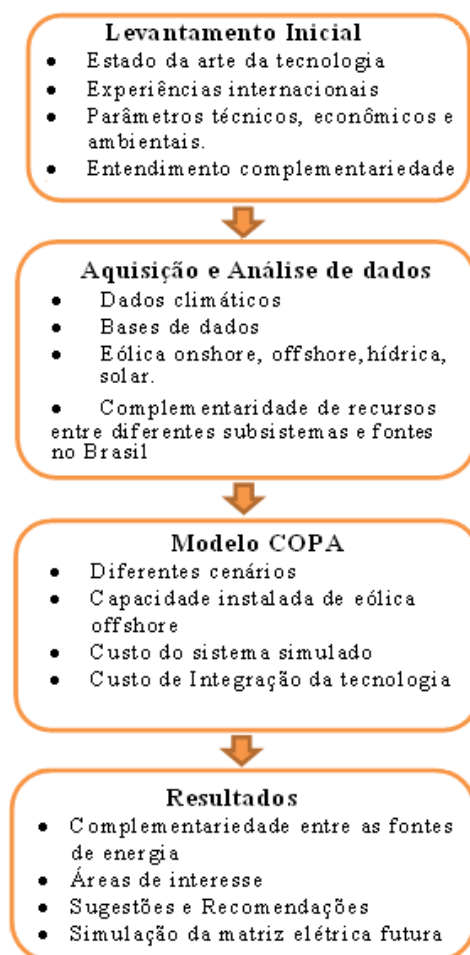


Figura 14. Metodologia

A primeira parte é um levantamento inicial das experiências internacionais de plantas eólicas offshore. Essa análise permitiu um conhecimento do estado da arte da tecnologia, parâmetros econômicos e impactos ambientais da sua inserção nas matrizes elétricas dos países em que a eólica offshore já é uma realidade. O histórico, status atual, custo de investimento, indústria, impactos ambientais e instalação de energia offshore foi investigada em detalhe e também comparada com outras fontes de energia.

A segunda parte consiste na aquisição e análise de dados dos recursos eólicos offshore, onshore, solares e hídricos, através de dados modelados, como os dados climáticos de reanálise (ERA5, ERA-Interim, ECMWF, MERRA2, CFSR), e medidos (PNBOIA, CCE, INMET, INPE, ONS). Nessa parte também é feita a análise da complementaridade entre regiões e recursos para escolha de locais apropriados para instalação de um parque eólico.

A terceira etapa é a simulação dos cenários de entrada de usinas eólicas offshore através de um modelo de otimização simplificado de investimento e operação do setor elétrico brasileiro simulando a entrada dessa tecnologia no sistema interligado nacional.

A partir disso, tem-se a última etapa: os resultados. Pode ser analisada a complementaridade entre as fontes de energia eólica offshore e a eólica onshore, solar, hídrica e termelétrica e produzir gráficos de produção eólica offshore, hídrica e energia solar fotovoltaica utilizando o software R e o Excel.

Além disso, serão feitas sugestões de áreas de interesse mais aptas para a instalação de complexos eólicos offshore para incentivar e viabilizar a inserção do sistema eólico offshore no Brasil de uma maneira sustentável. Com o entendimento da complementaridade entre a eólica offshore e as demais fontes é possível identificar potenciais custos e benefícios da integração da fonte eólica offshore no SIN. Permitindo viabilizar a comercialização da eólica offshore e o aproveitamento otimizado dos seus benefícios, como maior fator de capacidade e proximidade dos centros de carga.

3.1. Modelos de operação

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável por coordenar a operação do SIN e decidir o quanto da produção de energia será gerado por cada usina do sistema. O ONS usa um modelo matemático para auxiliar nessa decisão chamado Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE). O NEWAVE, software usado para planejar a operação mensal do sistema elétrico no Brasil, que foi desenvolvido pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) tem horizonte de até cinco anos, discretizados em etapas mensais.

Para tornar a solução do problema viável computacionalmente são necessárias simplificações na modelagem do sistema elétrico por causa da grande dimensão do SIN. Podem-se destacar duas simplificações que o NEWAVE utiliza: a representação do SIN de forma agregada em reservatórios equivalentes de energia e a discretização da operação com duração de um mês (CEPEL, 2018a). Na primeira, todos os reservatórios e hidrelétricas de um subsistema são agregados e representados como apenas uma única usina. Na segunda, há pouco detalhamento nos resultados das decisões operativas de curto prazo (com duração de horas ou dias).

O ONS usa outro modelo para decisões operativas de curto prazo, o DECOMP (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo). Os resultados do NEWAVE servem como dados de entrada para o DECOMP, que é processado para um horizonte de tempo de curto prazo (em estágios semanais para o primeiro mês e mensais a partir do segundo mês, com horizonte de até 1 ano) e desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individualizadas (CEPEL, 2018b). Em outras palavras, o DECOMP decide o quanto será produzido por cada usina de geração do sistema brasileiro a partir das variáveis de decisão produzidas pelo NEWAVE.

A hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas. Usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização sazonal e interanual, por isso, uma representação com discretização mensal

não era um problema, pois havia capacidade instalada e disponibilidade de água suficiente para atender variações de curto prazo na demanda.

No entanto, nos últimos anos, a capacidade de regularização dos reservatórios vem diminuindo, pois há uma crescente demanda do sistema e devido às inegáveis dificuldades para construir novas hidrelétricas com reservatórios- há diversos impactos socioambientais que dificultam o licenciamento desse tipo de usina. Além disso, o potencial hidrelétrico restante do Brasil está na região amazônica, onde o relevo é predominantemente plano, no qual a construção de reservatórios alagaria uma grande área, o que diminui os benefícios em relação aos seus elevados custos e impactos negativos (DESTER, 2012).

Apesar da matriz elétrica Brasileira ainda ser predominantemente hidrelétrica, nos últimos anos há uma crescente diversificação das fontes. Há entradas de termelétricas a gás, biomassa, eólicas onshore, solar fotovoltaica e, no futuro possivelmente, eólicas offshore, o que altera as características do sistema elétrico de forma permanente.

Então, devido a diversificação da matriz e redução da capacidade de regularização do sistema, é necessário um modelo horário para captar melhor a intermitência e a complementaridade entre as fontes energéticas. O Cepel também desenvolveu o DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo) que é um modelo horário, no entanto ele não foi utilizado nessa dissertação pela dificuldade de acesso (modelo comercial) e pelo detalhamento elétrico do sistema que não é necessário para o estudo.

Além disso, o NEWAVE e o DESSEM calculam a geração das fontes renováveis intermitentes como abatimento de carga, ou seja, eles calculam a geração eólica e solar e abatem da demanda e só depois a otimização é realizada. Já o COPA, que será detalhado abaixo, tem a vantagem das fontes intermitentes concorrerem simultaneamente com as outras.

3.2. Descrição do modelo (COPA)

O modelo COPA (Climate based Optimization of Renewable Power Allocation) busca minimizar os custos de investimento e operação das opções tecnológicas de geração de eletricidade, sujeito a restrições de níveis iniciais e finais de reservatórios equivalentes, limites de capacidade de transmissão entre as regiões, capacidades máximas de geração térmica, restrições de geração térmica mínima, turbinamento máximo das afluições, entre outras. Trata-se de um modelo linear (Programação linear), determinístico (no qual tudo é conhecido) com resolução horária e discretização em cinco regiões. Esse modelo tem sua entrada e saída de dados através do software R (plataforma R Studio) e a otimização é realizada com um solver no ambiente do software GAMS (SCHMIDT, 2016b).

Assim como no SIN, foram especificadas 4 regiões no COPA, submercados Norte, Sul, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste. Há uma 5ª região somente para fins de transmissão, onde não há carga e nem geração de energia, é um nó fictício. Os cenários desenvolvidos envolvem a introdução da eólica offshore como alternativa de expansão para atendimento da carga horária futura em cada uma dessas regiões.

O COPA é um modelo desenvolvido para análises de longo prazo de sistemas de geração de eletricidade com elevadas participações de fontes renováveis (SCHMIDT, 2016a). Ele considera as séries temporais de produção de energia renovável, solar fotovoltaica, eólica e hidrelétrica (fio d'água e reservatório), sujeito a restrições de demanda, disponibilidade de recursos renováveis, utilização dos reservatórios e restrições de capacidade e geração térmica (SCHMIDT, 2016b). É baseado em dados climáticos globais que permitem uma resolução temporal detalhada. Os resultados indicam regiões ótimas para se expandir o sistema por meio da instalação das usinas movidas a fontes renováveis, no caso de estudo a eólica offshore.

As variáveis climáticas mudam significativamente de ano para outro, o que é essencial para o estudo da complementaridade interanual. No entanto, para representar um longo período de dados, deve-se escolher um ano com as características típicas do local, a

definição do ano meteorológico é importante para o planejamento do setor energético. O ano meteorológico de referência permite aplicar o conhecimento da climatologia local nos procedimentos para avaliação, projeto, planejamento e operação de plantas de geração a partir de fontes renováveis (LUIZ, MARTINS, *et al.*, 2012). Desde 2014 o Brasil passa por um cenário de crise hídrica que ainda está sendo regularizado, por isso o ano de referência meteorológica para esse trabalho é o de 2013.

No modelo, os dados das hidrelétricas são inseridos como reservatórios equivalentes, ou seja, é uma agregação dos diversos reservatórios e usinas hidrelétricas de um mesmo subsistema em um único reservatório de energia. Como dito anteriormente, o modelo divide o Brasil em cinco regiões, então dados dos reservatórios, vazões e turbinamento das usinas hidrelétricas do Brasil são agregados em termos de energia e representados por 4 plantas hidrelétricas dentro do modelo.

Os custos totais do sistema elétrico consideram os custos de investimento, operação e manutenção de todas as usinas candidatas a gerar a energia necessária para atender à demanda. Os dados de custo são inseridos individualmente para cada planta de acordo com a sua tecnologia. As renováveis intermitentes, como a solar fotovoltaica e a eólica (onshore e offshore), apresentam o custo de investimento e um potencial máximo que pode ser investido. Para as térmicas, além do custo de investimento é considerado também o custo variável, que no caso é o combustível. Isto é equivalente a afirmar que uma consequência da formulação do COPA é a minimização da geração térmica, pois é a única forma de geração com custos variáveis de operação. Se a planta de geração já existe, o custo de investimento é zerado, por isso as hidrelétricas não tem custo no modelo, pois em nenhum cenário há a construção de novas usinas hidrelétricas.

As séries horárias de carga elétrica demandada por cada subsistema são inseridas. A transmissão também é considerada no modelo e é especificada a capacidade máxima de cada linha de transmissão entre as regiões, no entanto perdas não são consideradas. O modelo considera a instalação da usina de geração como overnight, não leva em consideração o tempo de construção. Os dados de fator de capacidade solarimétricos e

eólicos são inseridos como séries horárias para cada planta (existente ou nova) em cada subsistema em função do seu fator de capacidade.

Dado que o COPA é um modelo determinístico, não há incertezas hidrológicas, de carga e de planejamento. Possui previsão perfeita, todas as entradas e variações de carga no início do período são conhecidas. Essa limitação pode resultar em subestimar os custos de integração de recursos incertos (hidrelétrica, eólica e energia solar fotovoltaica) quando o modelo é aplicado.

3.3. Fontes de dados

Dados de velocidade dos ventos no mar podem ser obtidos através de medições diretas, por meio de anemômetros instalados em boias oceânicas ou torres meteorológicas. Outra possibilidade é o uso de informações derivadas de plataformas remotas como os satélites ou sensores aerotransportados. Podem, ainda, ser oriundos de modelos climáticos.

A análise de recursos deve ser baseada em fontes confiáveis de dados. Os dados observados (medidos diretamente) são incompletos, alguns pontos ou períodos não possuem dados, já as informações de modelos climáticos são completas tanto no espaço como no tempo. Os dados de reanálise são gerados por modelos climáticos assimilados por dados, ou seja, é a modelagem de dados interpolados com dados históricos observados de satélites, observatórios terrestres, navios e aeronaves. Isto é, a reanálise incorpora dados observacionais históricos em um modelo numérico de previsão do tempo para reconstruir o clima, gerando um conjunto completo de dados em espaço-tempo (STAFFELL e PFENNINGER, 2016).

Vários produtos de reanálise estão disponíveis, conforme listado no Quadro 3. Ele compara os principais parâmetros de diferentes conjuntos de dados de reanálise como referências de longo prazo para estimativa de produção de energia eólica.

Quadro 3. Visão geral dos conjuntos de dados de reanálise disponíveis publicamente e os parâmetros mais relevantes para a análise de energia eólica.

Modelo	Instituição	Lançamento	Níveis Verticais (hybrid σ -p)	Resolução Espacial	Resolução Horizontal	Modelo de Assimilação	Resolução temporal (horas)	Período disponível	Altura de vento
ERA5	ECMWF	2017	137	0.281x0.281	N320 (T639) e N160 (T319): ~31 km	IFS Cycle 41r2 4D-VAR	1	1950-presente	10 e 100m
ERA-Interim	ECMWF	2006	60	0.75x0.75	N128 (TL255): ~79 km	IFS Cycle 31r2 4D-VAR	6	1979-presente	10 m
ERA-40	ECMWF	2004	60	1.125x1.125	N80 (TL159): ~125 km	IFS Cycle 23r4 3D-VAR	6	1957-2002	10 m
MERRA-2	NASA	2015	72	0.5x0.625	1/2° latitude x 5/8° longitude	GEOS 5.12.4 3D-VAR	1	1980-presente	2, 10 e 50 m
MERRA	NASA	2009	72	0.5x0.667	1/2° latitude 2/3° longitude	GEOS 5.0.2 3D-VAR	1	1979-presente	2, 10 e 50 m
CFv2	NCEP	2011	64	0.205x0.205	F440 (T574): 0.2045° ~25km	NCEP CFS	1	2011-presente	10 m
CFSR	NCEP	2009	64	0.3125x0.3125	F288 (T382): 0.3125° ~38 km	NCEP CF 3D-VAR	1	1979-2010	10 m
NCAR	NCEP	1996	28	0.205x0.205	T62 L28 ~209km	3D-VAR	6	1948- presente	10 m
JRA-55	JMA	2013	60	0.5625x0.5625	N160 (TL319): ~55 km	JMA GSM 4D-VAR	6	1958- presente	10 m
JRA-25	JMA	2004	40	1.125x1.125	F80 (T106): 1.125°	JMA GSM 3D-VAR	6	1979- 2004	10 m

Fonte: Elaboração própria baseado em FUJIWARA, S. WRIGHT, *et al.*(2017), STAFFELL e PFENNINGER (2016) e SMITH (2010).

Um dos principais benefícios das reanálises é que elas podem inferir variáveis para as quais não há observações, por exemplo, velocidades de vento em locais remotos ou no mar, que são justamente os dados necessários para análise da geração eólica offshore. No entanto, há a necessidade de calibração e a correção de viés desses dados, para trazer fatores de capacidade simulados de acordo com a realidade. Por essa razão serão utilizados os dados gerados a partir do site Renewables Ninja (PFENNINGER e STAFFELL, 2019), o qual utiliza dados de velocidade do vento da NASA MERRA-2, um modelo calibrado que simula a potência horária produzida por parques eólicos localizados em qualquer parte do mundo e foi validado em 23 países da Europa (STAFFELL e PFENNINGER, 2016). Os dados de reanálise MERRA-2 foram escolhidos por sua facilidade de acesso, boa resolução espacial e temporal e estabilidade ao longo escalas de tempo.

Os dados do recurso eólico offshore obtidos a partir do site Renewables Ninja são horários do ano de 2013, com o modelo de turbina de 7 MW (Vestas V164 7000) a uma

altura de 140 m. Esse modelo de turbina foi escolhido, pois representa a potência nominal média de 6,8 MW em 2018 no mundo (WIND EUROPE, 2019).

Os dados de vazão, já transformados em energia (MWh), do ano de 2013 são do ONS (ONS, 2019a), os dados horários foram obtidos a partir dos dados diários disponíveis, ou seja, a geração horária é a diária em MW dividida por 24 horas. Além desses dados, há os parâmetros do reservatório como capacidade máxima e os níveis inicial e final (ONS, 2019b). Os níveis finais do reservatório são essenciais para o modelo identificar que não pode utilizar toda a água do reservatório para gerar energia no fim do período de análise.

Os dados de radiação solar são provenientes do Renewables Ninja (PFENNINGER e STAFFELL, 2019), que usa os dados de reanálise MERRA-2 como fonte de dados, com uma inclinação de 35°, sem perdas (para obter diretamente o fator de capacidade do local), sem rastreamento, ângulo azimutal de 180° e do ano 2013.

Os fatores de capacidade horários do recurso eólico onshore foram obtidos através da dissertação GRUBER (2017), que simula séries temporais de energia eólica para os três principais subsistemas brasileiros (NE, S e SE) através dados de reanálise MERRA-2, válida com medições de velocidade do vento observadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e também aplica fatores de correção para a geração de energia eólica no Nordeste. Utilizou-se séries de fatores de capacidade horários de eólica onshore do ano 2013 a uma altura de 50 m. Dado que atualmente as turbinas eólicas onshore já atingem mais de 100 m de altura, a geração resultante do COPA é subestimada.

Os dados da capacidade eólica onshore e solar instalada foram extraídos no site da agência reguladora do mercado de eletricidade brasileiro, dados de maio de 2017 (ANEEL, 2019). Para o cálculo da potência já instalada utilizada no modelo, foram considerados os empreendimentos em operação, atualmente em construção e empreendimentos com construção não iniciada. Como mencionado anteriormente, no COPA há duas categorias de plantas para cada subsistema: Existentes, que têm custo de investimento zero e capacidade já instalada de cada subsistema; Disponível para expansão: leva em consideração custo de

investimento e o potencial em cada subsistema. A capacidade máxima de energia eólica onshore que pode ser instalada foi retirada do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro Simulações 2013 (CEPEL, 2017) e a de eólica offshore da EPE (2019). Para usinas solares, foi considerado que 0,1% da área de cada subsistema será usada para a instalação das usinas.

A capacidade das linhas transmissão e intercâmbio de energia entre os subsistemas foi retirada do Deck do Newave do Planejamento Mensal da Operação de maio de 2017 (CCEE, 2017). Assim como a capacidade instalada de usinas termelétricas por tipo de combustível (Gás Natural, Biomassa, Carvão, Diesel, GNL, Nuclear, óleo e Resíduos), refletindo a atual configuração do parque termelétrico brasileiro. Para plantas térmicas disponíveis para expansão, foram consideradas apenas UTE movidas a gás natural, biomassa, carvão. A demanda de 2030 é proveniente do projeto IES Brasil (LA ROVERE, WILLS, *et al.*, 2016).

Custos de investimento da energia eólica offshore foram baseados no relatório da IRENA (2018) e a taxa de câmbio utilizada é referente ao final do período de 2018 - R\$ 3,87/US\$. O custo de investimento das demais fontes de energia e o custo variável das usinas térmicas foram retirados da Nota Técnica utilizada na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EPE, 2018e) e a atualização monetária foi realizada pelo índice IPCA (para valores de dezembro de 2018). O Quadro 4 apresenta um resumo das fontes de informações inseridas no modelo.

Quadro 4. Resumo das fontes de dados

Informação	Referência
Recurso eólico offshore	(PFENNINGER e STAFFELL, 2019)
Vazão	(ONS, 2019a)
Capacidade máxima e os níveis inicial e final do reservatório	(ONS, 2019b)
Radiação solar	(PFENNINGER e STAFFELL, 2019)
Recurso eólico onshore	(GRUBER, 2017)
Capacidade eólica onshore e solar instalada	(ANEEL, 2019)
Capacidade máxima de energia eólica onshore	(CEPEL, 2017)
Capacidade máxima de eólica offshore	(EPE, 2019)
Capacidade das linhas transmissão e intercâmbio de energia. Capacidade instalada de usinas termelétricas.	(CCEE, 2017)
Demanda	(LA ROVERE, WILLS, <i>et al.</i> , 2016).
Custo de investimento energia eólica offshore	(IRENA, 2018)
Custos de investimento demais fontes	(EPE, 2018e)

Fonte: Elaboração Própria

3.4. Descrição dos cenários

Foram criados cenários que simulam a geração eólica offshore para avaliar sua complementaridade com outras fontes. Em cada cenário há a entrada forçada de uma capacidade eólica offshore especificada por subsistema a uma distância de 10 km da costa brasileira. Uma breve descrição dos cenários:

- Cenário Referência: Sistema elétrico Brasileiro sem a entrada de eólica offshore - com demanda simulada para 2030 e parque de usinas instalado de maio de 2017.
- Cenário 1: Entrada da Eólica offshore no Nordeste (Parque de 800 MW)

- Cenário 2: Entrada da Eólica offshore no Sudeste (Parque de 800 MW)
- Cenário 3: Entrada da Eólica offshore no Sudeste (Parque de 400 MW)
- Cenário 4: Entrada da Eólica offshore no Sul (Parque de 400 MW)
- Cenário 5: Entrada da Eólica offshore no Norte (Parque de 400 MW)
- Cenário 6: Entrada da Eólica offshore no Sudeste (Parque de 400 MW) e Nordeste (Parque de 800 MW)
- Cenário 7: Entrada da Eólica offshore no Sudeste e Nordeste (Parque de 800 MW em cada subsistema)
- Cenário 8: Entrada da Eólica offshore no Sul e Nordeste (Parque de 800 MW em cada subsistema)
- Cenário 9: Entrada da Eólica offshore no Sudeste, Sul e Nordeste (Parque de 800 MW em cada subsistema).

No cenário referência há somente geração eólica onshore e de outras fontes. Nesse cenário a eólica offshore foi colocada como opção de expansão, no entanto o modelo não escolheu devido ao elevado custo de instalação.

Nos cenários 1–9 há desenvolvimento eólico offshore, ou seja, é forçada a entrada de parques eólicos offshore para ver o comportamento do SIN – custo de investimento zero. A localização e combinação de regiões dos cenários foram escolhidas a partir de dados da maior complementaridade de recurso, proximidade dos centros de carga e sinergia com o setor de óleo e gás.

4. Resultados e discussão

4.1. Tratamento de dados

Esta etapa consiste na junção dos registros fornecidos para cada ponto da Figura 15, tratamento dos dados e cálculo do fator de capacidade médio horário para cada um desses pontos. Os dados extraídos foram organizados e tratados.

O trabalho faz uma representação da geração eólica offshore a partir de dados horários do fator de capacidade de 45 coordenadas do Brasil, distantes a 10 km, 100 km e 150 km da costa, distribuídas pelas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul (Figura 15). O fator de capacidade horário de cada subsistema foi calculado através da média dos fatores de capacidade horários dos pontos em cada subsistema. O estudo utilizou como base os dados do MERRA-2 de 2013.

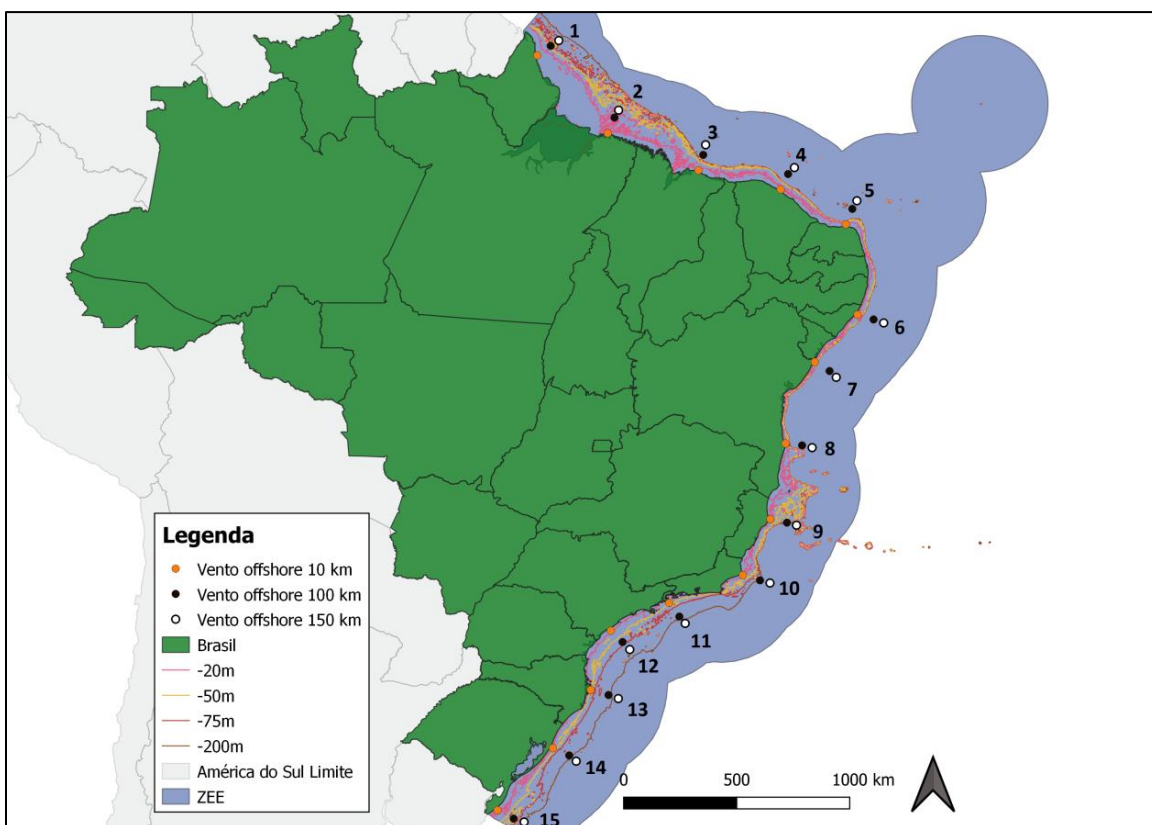


Figura 15. Mapa dos pontos escolhidos para coleta de dados e linhas de batimetria. Fonte:
Elaboração própria

Os pontos 4 e 5 (na costa do Ceará e Rio Grande do Norte) da Figura 15 apresentam os melhores locais para a geração eólica no Brasil, levando em consideração apenas os fatores de capacidade e a profundidade. Esses pontos apresentam os maiores fatores de capacidade médios em todas as distâncias da costa (Quadro 5), onde podem ser encontrados picos horários com até 96% de fator de capacidade. Além disso, a profundidade do oceano no subsistema Nordeste é relativamente pequena, especialmente no Ceará e no Rio Grande do Norte, onde é possível encontrar profundidades máximas de 50 m até 70 km da costa (PIMENTEL e ANDRADE, 2019).

Quadro 5. Média anual dos fatores de capacidade horários em diferentes distâncias da costa.

Pontos offshore	10 km	100 km	150 km
1	0,19	0,28	0,32
2	0,47	0,38	0,42
3	0,45	0,50	0,49
4	0,53	0,54	0,52
5	0,56	0,54	0,51
6	0,33	0,35	0,37
7	0,32	0,35	0,35
8	0,18	0,30	0,30
9	0,29	0,36	0,35
10	0,39	0,45	0,45
11	0,14	0,30	0,34
12	0,18	0,29	0,32
13	0,32	0,40	0,41
14	0,41	0,45	0,46
15	0,41	0,43	0,45

Fonte: Elaboração própria

No COPA, são inseridos como dados de entrada para cada subsistema o fator de capacidade horário, o potencial máximo de geração de energia eólica offshore (em MW) e o custo de investimento (em R\$/MW) e o modelo calcula a energia offshore gerada em cada subsistema e o custo total do sistema.

Foram escolhidos pontos de interesse para a aquisição de dados eólicos offshore com diferentes distâncias da costa brasileira de 10 km (15 pontos), 100 km (15 pontos) e 150 km (15 pontos).

De acordo com SILVA (2019), a localização de parques eólicos offshore revisados em seu estudo, tem distância mínima da costa entre 2 e 15 km. Além disso, uma distância mínima de 8 km da costa produz uma redução de mais de 50% no índice de rejeição pública (BISHOP e MILLER, 2007). Em um relatório mais recente do Departamento de Energia Oceânica Gestão dos EUA (PARSONS e FIRESTONE, 2018) mostra uma pesquisa de preferência declarada para estimar o impacto potencial de energia eólica offshore em uso recreativo em praia. Os entrevistados se dividiram em três grupos: não afetados, os que relatam que um projeto teria feito sua experiência pior (perturbação visual da paisagem marinha) e os que relatam que um projeto teria melhorado sua experiência (por saber que algo de bom estava sendo feito pelo meio ambiente). A aproximadamente 10 km da costa, 48% relataram uma experiência pior, 4% melhor e 48% relataram que as turbinas não apresentariam nenhum efeito. A 32 km, as ações foram 10% pior, 17% melhor e 73% sem efeito. Um "ponto de equilíbrio" ocorreu a 25 km, onde a porcentagem pior e melhor foi a mesma.

Por isso foi utilizado o valor de 10 km de distância para representar os parques eólicos de fundação fixa próximos a costa, pois não interferem tanto em regiões turísticas e atividades econômicas ao longo da costa. Além disso, todos os 15 pontos escolhidos a 10 km da costa apresentam profundidades menores que 50 metros, o que torna viável a instalação de uma fundação fixa.

Atualmente, o parque eólico offshore mais distante está a 112 km da costa alemã (FRAUNHOFER IEE, 2017), por isso foi escolhido a outra distância em torno de 100 km para representar parques distantes da costa e no caso do Brasil, parques eólicos flutuantes, pois a profundidade média nessa distância são maiores que 60 m. E a distância de 150 km é uma análise de parques eólicos flutuantes mais longe da costa.

Foram criados cenários com a capacidade instalada de eólica offshore de 400 MW e 800MW em diferentes regiões. Hoje no Brasil há mais de 800 MW de eólica no mar em processo de licenciamento ambiental no Nordeste, sendo um único parque de 400 MW. Além disso, o tamanho médio dos parques eólicos em 2018 era de 561 MW. Então, esses valores são condizentes com a realidade.

4.2. Análise de Complementaridade dos Recursos no Brasil

O grau de complementaridade dos recursos utilizados para produção de energia no Brasil foi investigada através do Coeficiente de correlação de Pearson (r). O coeficiente r mede a intensidade e direção de associação entre duas variáveis. Esta é uma medida da associação linear entre duas variáveis, dadas por:

$$r = \frac{1}{n-1} \sum \left(\frac{x_i - \bar{x}}{S_x} \right) \left(\frac{y_i - \bar{y}}{S_y} \right)$$

Onde x_i representa o valor observado da série $X(x_1, \dots, x_n)$, \bar{x} representa a média e S_x é o padrão desvio. O mesmo se aplica a y . O valor de r varia de -1 a 1, o sinal indica a direção positiva (variam no mesmo sentido) ou negativa (uma variável decresce quando a outra cresce) do relacionamento e a magnitude sugere a força da relação entre as variáveis.

O coeficiente de correlação de Pearson é uma importante ferramenta estatística e foi aplicado em diversos estudos de complementaridade, como SILVA (2015), PERON (2017), KOUGIAS, SZABÓ, *et al.* (2016) e SCHMIDT, CANCELLA e PEREIRA (2016). Segundo SILVA (2015), diferentes fontes de energia podem ser consideradas complementares se suas variabilidades estão negativamente correlacionadas no tempo, pois comportamentos opostos podem ser unidos para obter melhores resultados.

Este coeficiente foi calculado comparando a quantidade dos recursos ao longo do tempo (série horária em um ano) e do espaço (regiões do Brasil). Seu valor varia entre -1 e 1, sendo que quanto mais próximo de -1, mais complementares são os recursos, ou seja, quando um tende a crescer o outro tende a diminuir. Quando o valor se aproxima de 1, as

séries são mais similares, os recursos são mais correlacionados. A correlação perfeita ocorre quando $r = 1$, indicando que uma variável pode ser determinada exatamente pela outra e quando $r = 0$ não há correlação entre os dados. Estas estatísticas foram feitas através do software Excel.

O $r = -1$ indica uma disponibilidade de energia perfeitamente complementar ao longo do tempo. Ou seja, além de períodos idênticos, apresentam os valores máximos e mínimos distantes entre si de um intervalo correspondente à metade do período em questão, contendo também valores médios iguais (BELUCO, SOUZA e KREZNINGER, 2003). Como esses valores extremos (0 ou |1|) dificilmente são encontrados na prática é importante definir a interpretação da magnitude dos coeficientes. Nessa dissertação, os valores de r (+ ou -) entre 0,10 e 0,29 foram considerados com correlação fraca; entre 0,30 e 0,49 moderada; e maior que 0,50 foram interpretados como correlação forte.

O Quadro 6 mostra os coeficientes de correlação calculados entre diferentes regiões (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro Oeste) e os recursos energéticos. Série de tempos horárias - radiação solar, vazão (representada pela geração hídrica em MWh), a velocidade de vento offshore a 10 km, 100 km e 150 km da costa e onshore (esta última representada pelo fator de capacidade horário).

No quadro pode ser notada a complementaridade na geração hidrelétrica entre o subsistema Sul e os demais reservatórios equivalentes, notadamente Norte e Nordeste. Este fato sugere a possibilidade de o SIN compensar a escassez hidrológica de outras bacias. As outras regiões são bastante semelhantes em termos de variabilidade. Esta é a razão pela qual a compensação hidroelétrica regional é difícil e durante períodos de seca adversos a energia térmica geralmente precisa fazer o backup do sistema.

Nota-se uma forte complementaridade entre os recursos solares e eólicos onshore, principalmente os do subsistema Nordeste e Sudeste. Nesse caso, há a possibilidade de investimento em plantas híbridas de geração eólico-fotovoltaicas para aproveitar as vantagens dessa complementaridade. No entanto, quando comparado os recursos solares e eólicos offshore, há uma complementaridade fraca.

Para as correlações entre os recursos eólicos marinhos e hídricos, há um complemento significativo entre a fonte hídrica, principalmente nas regiões do Sudeste/Centro Oeste e Norte, com os ventos offshore do Nordeste e Sudeste (em menor escala), resultados similares aos encontrados por SILVA (2015). A moderada complementaridade sazonal entre a vazão no SE/CO e ventos a 10 km da costa do Nordeste pode ser visto na Figura 16 ($r = -0,48$).

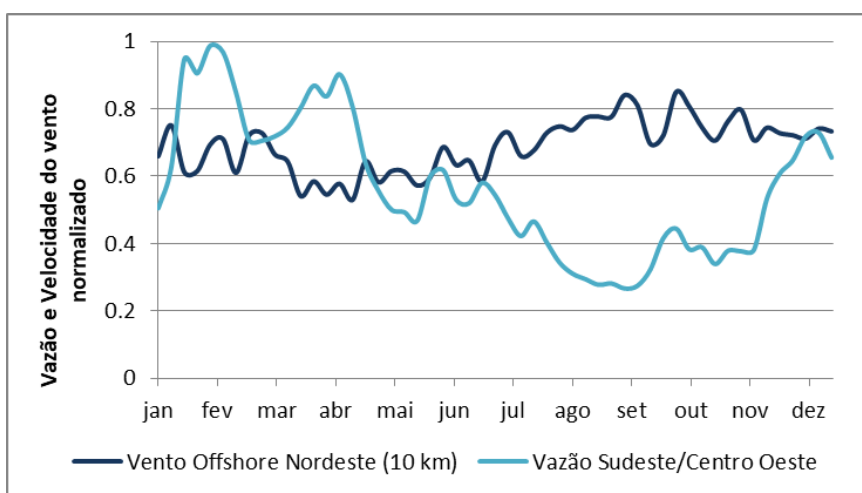


Figura 16. Complementaridade entre a vazão no SE/CO e velocidade de vento NE, valores normalizados para efeitos de comparação. Fonte: Elaboração própria.

Ventos offshore em diferentes distâncias da costa são correlacionados, principalmente dentro do mesmo subsistema. O mesmo ocorre na comparação dos ventos no mar e em terra, os recursos são mais correlacionados do que complementares. Existe uma variabilidade significativa de ventos ao longo da costa durante as estações do ano.

O comportamento dos ventos offshore varia em relação aos ventos onshore em função da região geográfica do Brasil. Os gráficos apresentados na Figura 17 mostram o comportamento dos fatores de capacidade onshore e offshore horários de cada subsistema ao longo do ano. O Sudeste tem o menor fator de capacidade médio offshore se comparado a outras regiões do Brasil e no outono e inverno são ligeiramente menores que na primavera e no verão. Os valores onshore e offshore são pouco correlacionados e o fator de capacidade marinho varia menos do que o recurso em terra.

O mesmo ocorre no Nordeste, o valor do fator de capacidade offshore é mais constante quando comparado com a grande variação que há no onshore, sendo esses valores moderadamente correlacionados nesse subsistema. O nesse subsistema tem o maior fator de capacidade médio do Brasil, e seus maiores valores ocorrem no inverno e primavera.

No subsistema Norte é observado que os fatores de capacidade no mar são sutilmente maiores durante o verão e outono, enquanto no inverno e primavera esses valores são mais baixos, resultados similares aos encontrados por SILVA (2015). Nesse subsistema o fator de capacidade onshore é praticamente desprezível e o offshore sofre grande variação ao longo do ano.

O subsistema Sul apresenta o segundo maior fator de capacidade médio do Brasil. O vento offshore é altamente correlacionado com o onshore, ou seja, valores baixos de velocidade de vento onshore e menores velocidades dos ventos offshore ocorrem na mesma hora. Além disso, o subsistema apresenta a maior taxa de oscilações ao longo do ano, tendo os valores mais significativos no inverno e na primavera.

Em relação aos recursos solares e eólicos no mar há uma fraca complementaridade. Essa relação é um pouco mais significativa quando comparado o recurso eólico offshore do Sudeste com a radiação solar no SE/CO e no Nordeste.

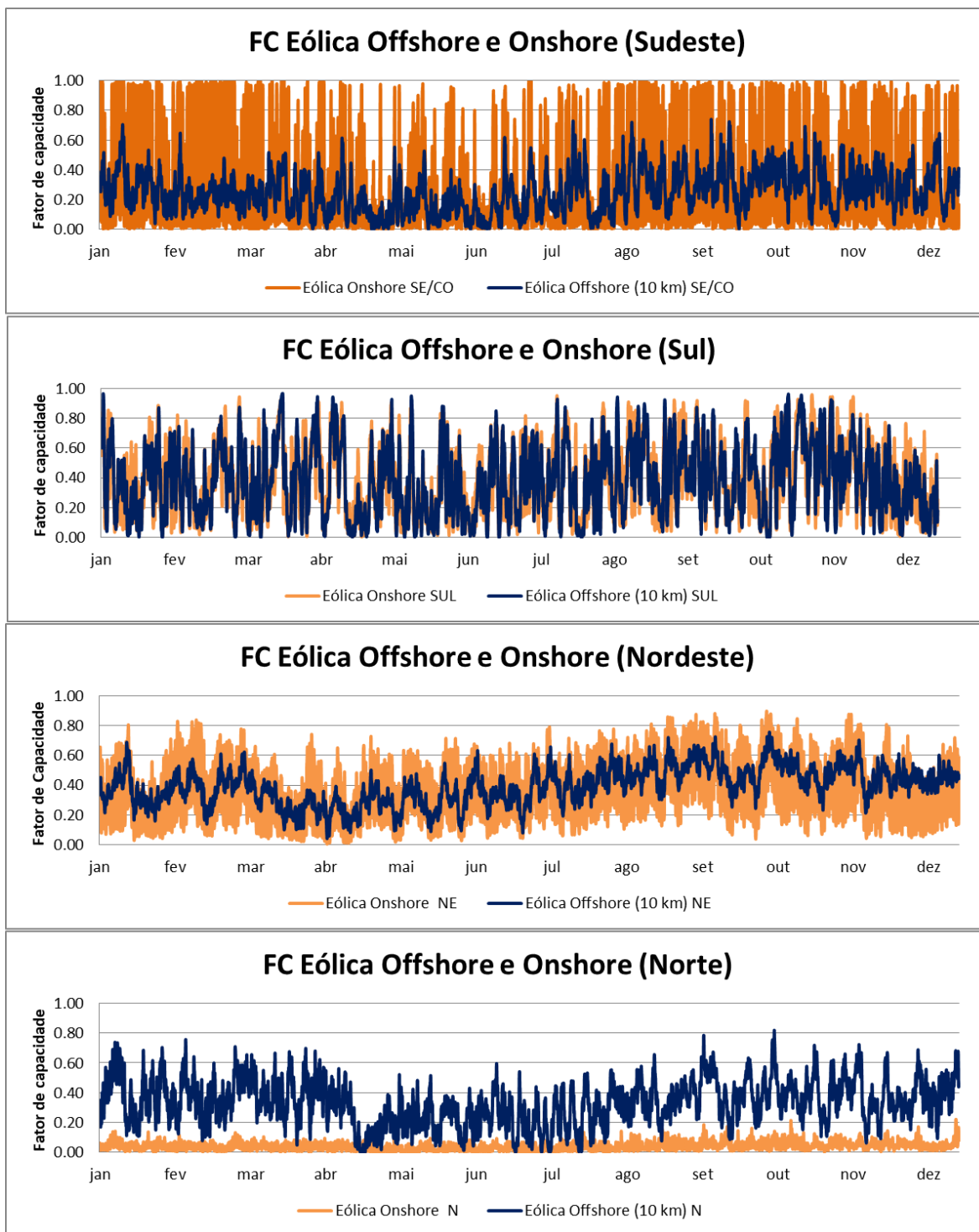


Figura 17. Comparação do fator de capacidade onshore e offshore (distante 10 km da costa) nas diferentes regiões ao longo do ano. Fonte: Elaboração própria.

4.3. Resultados da integração da eólica offshore ao sistema elétrico brasileiro (COPA)

Quando o modelo é simulado com o elevado custo atual da instalação da eólica offshore, não há geração eólica marítima em nenhum ponto do Brasil. Por isso, foram criados cenários para simular a geração eólica offshore, considerando plantas já instaladas (custo de instalação zero) e avaliar sua complementaridade com outras fontes.

Esse resultado também pode ser visto no PDE 2029 (MME/EPE, 2019), no qual tecnologia eólica offshore pela primeira vez foi considerada como uma das candidatas à expansão, a partir do ano de 2027. No entanto, como é explicitado no documento, devido aos elevados custos de investimento dessa tecnologia, ela não se mostrou competitiva frente às demais opções disponíveis para expansão. O documento destaca que a evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e socioambientais e avanços regulatórios no Brasil, podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico.

Depois de rodar o modelo e coletar os resultados, analisou-se o perfil temporal e a porcentagem de representação de cada fonte na matriz elétrica brasileira. Como mostra o Quadro 7, com a entrada da eólica offshore a porcentagem de geração termelétrica da matriz é deslocada. Além disso, quando se considera a tecnologia já instalada o custo total do sistema (instalação de novas plantas e custo de operação) reduz em relação ao cenário base (sem eólica offshore). Por outro lado, quando o custo de instalação da eólica offshore é considerado, o custo total de atendimento da demanda aumenta, como era esperado pela já citada não competitividade atual de custos da eólica offshore.

Quadro 7. Cenários da Matriz Elétrica Brasileira com a inserção da energia eólica offshore.

Cenários	Sem Eólica Offshore	Eólica Offshore Nordeste (800 MW)	Eólica Offshore Sudeste (800 MW)	Eólica Offshore Sudeste (400 MW)	Eólica Offshore Sul (400 MW)	Eólica Offshore Norte (400 MW)	Eólica Offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)	Eólica Offshore Sudeste e Nordeste (800 MW cada)	Eólica Offshore Sul e Nordeste (800 MW cada)	Eólica Offshore Sul, Sudeste e Nordeste (800 MW cada)
Eólica Offshore	0,00%	0,37%	0,24%	0,12%	0,18%	0,15%	0,50%	0,61%	0,73%	0,98%
Eólica Onshore	26,68%	26,43%	26,56%	26,37%	26,60%	26,64%	26,28%	26,31%	26,24%	26,10%
Eólica Total	26,68%	26,80%	26,81%	26,50%	26,79%	26,79%	26,78%	26,92%	26,98%	27,07%
Fotovoltaica	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%	1,99%
Hidro	58,95%	58,96%	58,96%	59,16%	58,95%	58,92%	58,99%	58,95%	58,96%	58,93%
Térmica	12,38%	12,25%	12,25%	12,35%	12,28%	12,30%	12,25%	12,14%	12,08%	12,01%
% REDUÇÃO de custo em relação ao cenário base	-	1,39%	1,09%	0,55%	0,79%	0,46%	1,94%	2,48%	4,06%	2,96%
% AUMENTO de custo em relação ao cenário base considerando o custo de instalação da Eólica Offshore	-	2,07%	2,37%	1,18%	0,94%	1,27%	3,25%	4,44%	2,86%	7,41%

Fonte: Elaboração própria

O Quadro 8 apresenta um resumo dos coeficientes de correlação encontrados entre a geração eólica offshore em diferentes regiões e a produção de energia por diferentes fontes. Todos os cenários apresentaram coeficientes de correlação semelhantes, ou seja, o comportamento da geração é igual quando instalada a eólica offshore em determinado subsistema e só varia a quantidade de energia produzida. Por exemplo, no cenário “Eólica offshore Sudeste 400 MW” e o cenário “Eólica offshore Sudeste e Nordeste 800 MW cada” o coeficiente de correlação entre a geração eólica offshore e a hídrica no subsistema SE/CO é similar $r=-0,07$ e $-0,06$, respectivamente.

Quadro 8. Resumo coeficiente de correlação entre diferentes regiões e a produção de energia por diferentes fontes em relação à eólica offshore.

		COPA			
		Geração Eólica Offshore			
		Sul	SE/CO	Nordeste	Norte
Geração Eólica Offshore	Sul	1.00			
	SE/CO	0.30	1.00		
	Nordeste	0.01	0.16	1.00	
	Norte	-	-	-	-
Geração Eólica Onshore	Sul	0.84	0.20	-0.01	0.10
	SE/CO	0.13	0.29	-0.08	0.05
	Nordeste	0.15	0.11	0.24	0.21
	Norte	-	-	-	-
Geração Solar	Sul	-0.15	-0.10	0.07	-0.02
	SE/CO	-0.13	-0.16	0.10	-0.07
	Nordeste	-0.12	-0.18	0.11	-0.05
	Norte	-0.12	-0.06	0.11	0.02
Geração Hídrica	Sul	-0.40	-0.06	0.17	0.07
	SE/CO	-0.26	-0.06	0.01	0.02
	Nordeste	-0.11	0.10	-0.01	0.04
	Norte	-0.08	-0.16	-0.38	-0.21
Geração Térmica	Sul	-0.21	-0.11	0.05	0.00
	SE/CO	-0.16	-0.09	0.07	0.01
	Nordeste	-0.08	0.00	0.05	-0.03
	Norte	0.05	0.18	0.46	0.19

Fonte: Elaboração própria

4.3.1. Eólica offshore e hidrelétrica

A energia hidrelétrica representou 65,2% da geração elétrica do país em 2018 (EPE, 2018a) e a estabilização da rede no médio e longo prazo é necessária. Devido ao tamanho do parque gerador hidrelétrico do Brasil, a análise da complementaridade das fontes eólica offshore e hidráulica será detalhada por subsistema. O armazenamento da geração eólica é feito em forma de conservação da energia potencial hidráulica presente no reservatório da usina hidrelétrica. Além de proporcionar uma geração elétrica mais estável e confiável, a complementariedade destas fontes permite também um ganho de armazenamento de água em períodos críticos de estiagem onde a geração hidráulica pode ficar comprometida.

Subsistema Nordeste

No cenário com a potência eólica offshore instalada de 800MW no subsistema Nordeste, a geração dessa fonte (Figura 18) apresenta uma forte sazonalidade. Também na Figura 18 pode ser visto o comportamento anual da geração semanal acumulada das hidrelétricas do subsistema Nordeste. Apesar de ter comportamento complementar, isto é, quando a geração hídrica aumenta a eólica offshore diminui e vice versa, não há correlação entre os valores ($r=-0,03$).

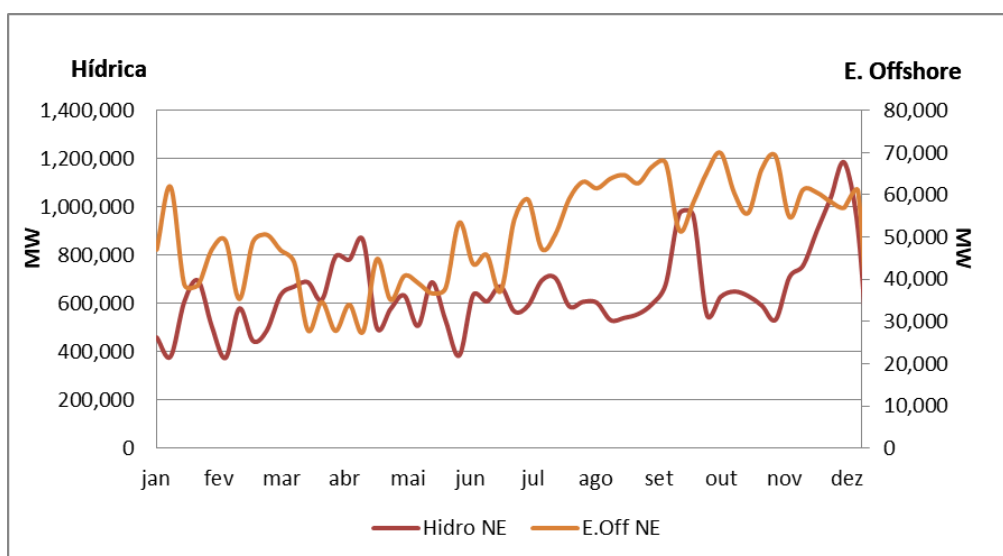


Figura 18. Geração hídrica e eólica offshore no Nordeste. Fonte: Elaboração própria

No entanto, quando a geração eólica offshore do Nordeste é comparada com a geração hídrica no Norte há uma complementaridade moderada ($r = -0,36$), o que beneficia o sistema. No subsistema Norte, as usinas hidrelétricas são a fio d'água (sem reservatório) devido a questões ambientais, o que torna o sistema mais sazonal. Ou seja, o potencial da hidrelétrica só é alcançado no período úmido, pois no período seco a geração é muito abaixo dele. Por isso, a geração complementar de energia pela eólica offshore no Nordeste é benéfica para o sistema, a sazonalidade dos ventos (maior geração entre junho e novembro) é inversa à sazonalidade do regime de chuvas (maior geração entre dezembro e maio) (Figura 19).

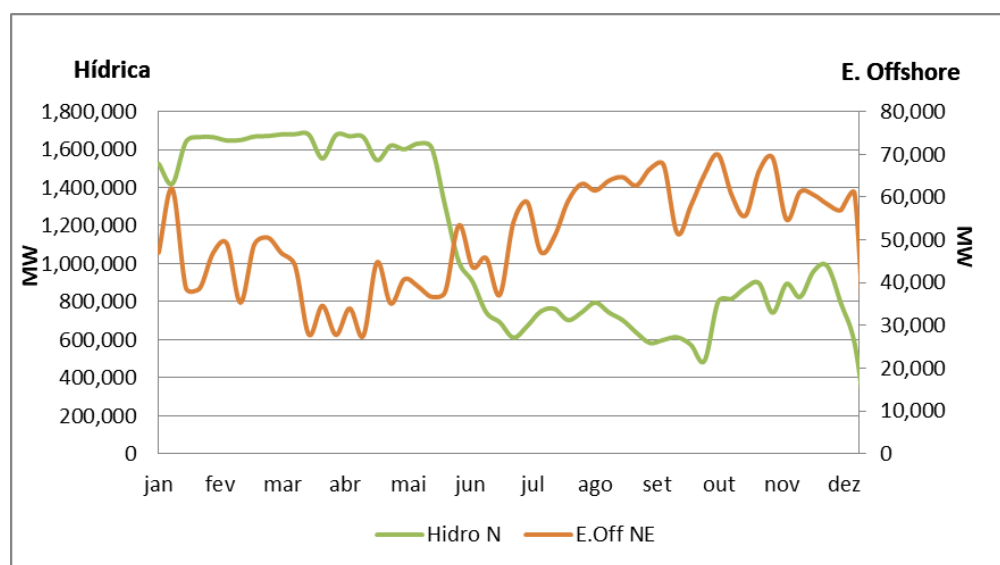


Figura 19. Geração hídrica no Norte e eólica offshore no Nordeste. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema Sul

A Figura 20 apresenta o cenário com a potência eólica offshore instalada de 400MW no subsistema Sul. Há uma moderada ($r=-0,4$) complementaridade entre a geração nas usinas hidroelétricas do subsistema Sul e o aproveitamento eólico offshore no mesmo subsistema. Apesar dos recursos não serem complementares, pode-se entender que há o armazenamento da geração eólica é feito em forma de conservação da energia potencial

hidráulica presente no reservatório da usina hidrelétrica, tornando a geração complementar com o SIN. Isto é, a série horária de produção de energia hidrelétrica é fortemente influenciada pelo armazenamento nos reservatórios.

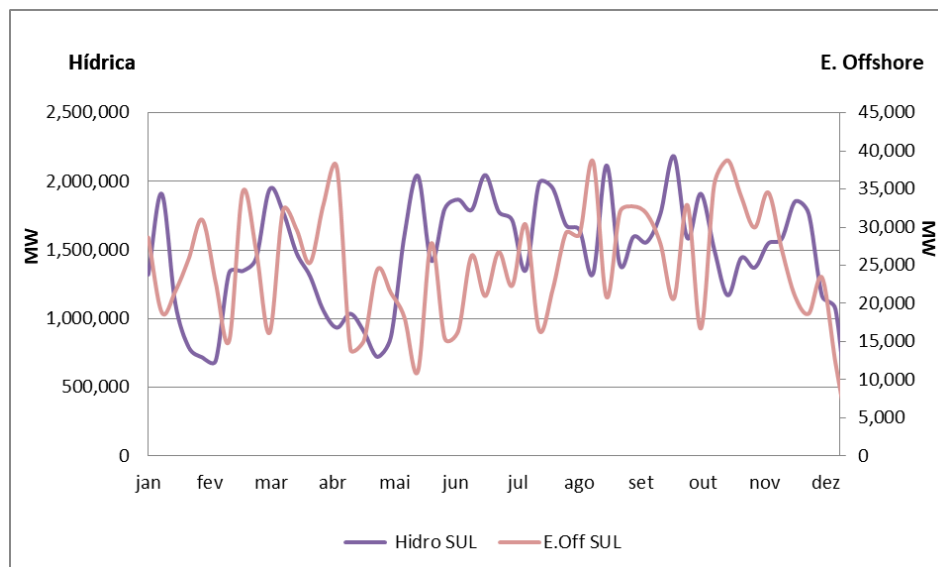


Figura 20. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Sul. Fonte: Elaboração própria.

É destacável também a complementaridade entre o aproveitamento eólico offshore no subsistema Sul e geração hídrica das regiões SE/CO, apesar de fraca ($r=-0,26$), pode trazer benefícios ao sistema, pois o subsistema Sudeste tem a maior capacidade de armazenamento hidráulico e também a maior demanda de energia do SIN. Ou seja, o subsistema Sul exporta energia para o Sudeste atender sua demanda, além de auxiliar na redução do deplecionamento dos reservatórios do Sudeste.

Subsistema Sudeste/Centro Oeste

A Figura 21 apresenta o cenário com a potência eólica offshore instalada de 400MW no subsistema Sudeste. A correlação horária entre a geração hidrelétrica e eólica marítima no Sudeste é insignificante ($r=-0,06$), no entanto pode-se destacar a

complementariedade sazonal entre essas duas fontes no subsistema. A geração eólica offshore é maior entre junho e novembro, quando ocorre o período seco.

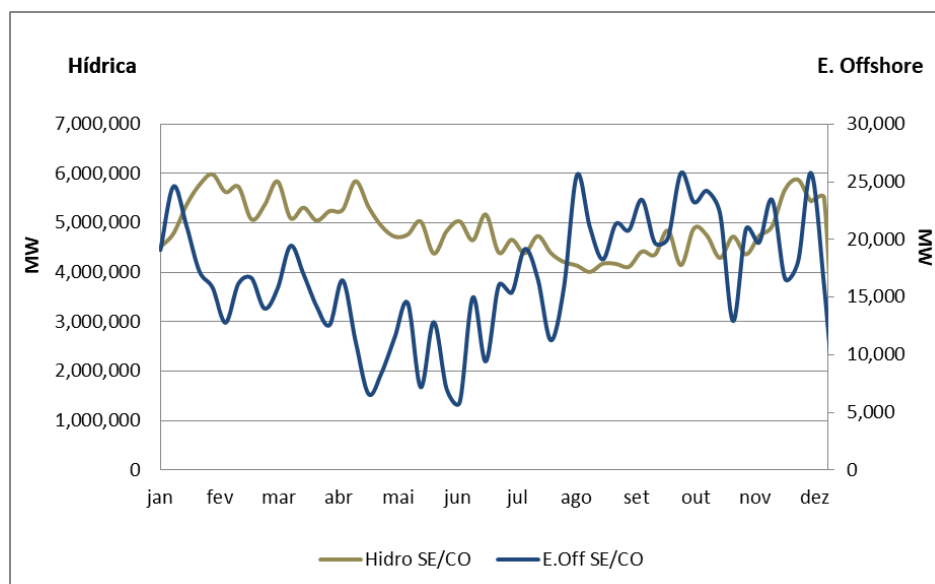


Figura 21. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Sudeste/Centro Oeste. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema Norte

A produção eólica offshore no subsistema Norte apresenta uma complementariedade fraca ($r = -0,21$) em relação a geração hídrica no subsistema. Quando comparado essa nova produção de energia com a geração em hidrelétricas de outras regiões, não há correlação entre as fontes. A Figura 22 ilustra o cenário com a potência eólica offshore instalada de 400MW no Norte.

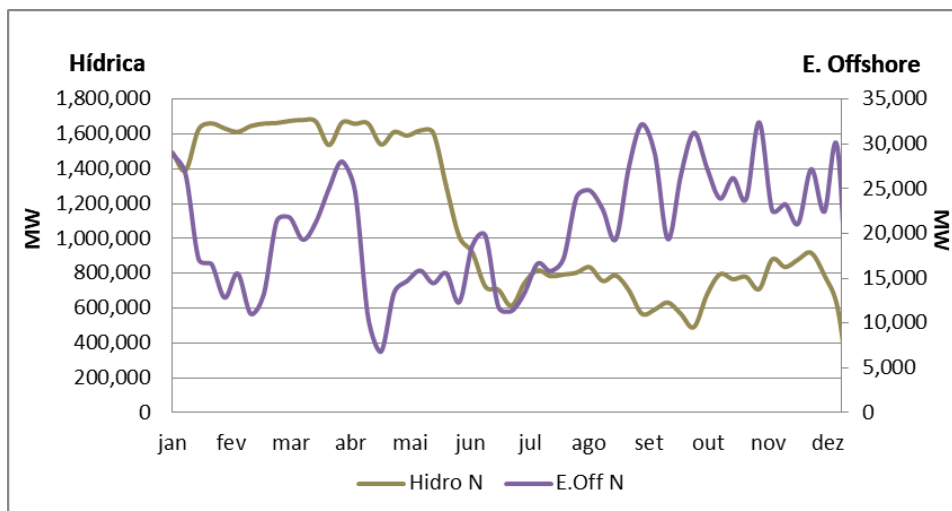


Figura 22. Geração hídrica e eólica offshore semanal acumulada no subsistema Norte.

Fonte: Elaboração própria.

No planejamento da operação do sistema elétrico, espera-se que as fontes sejam complementares, de modo que a fonte secundária (eólica offshore) complemente a fonte principal (hidráulica) em períodos de baixa disponibilidade. Um dos benefícios da complementaridade é que a eólica offshore supre a modulação e sazonalidade demandada pelas hidrelétricas. A complementaridade hidro-eólica identificada em algumas regiões pode otimizar o uso de energia hidrelétrica reservatórios do país.

No Brasil, a geração eólica tem desempenhado um papel fundamental em tempos de baixa geração hidrelétrica. Há uma grande sinergia de geração entre fontes hidrelétricas e eólicas, com a energia eólica produção geralmente mais forte durante a estação seca (maio a outubro).

Brasil

A geração hídrica e eólica offshore tem maior complementaridade sazonal no Nordeste e Sudeste (em menor escala) quando se avalia a produção de energia dessas fontes no Brasil inteiro (Figura 23). Quando os parques eólicos offshore são implantados nas

regiões Nordeste e Sudeste, nota-se que a maior produção eólica offshore ocorre no segundo semestre do ano, enquanto para a hídrica é o primeiro.

Há complementaridade nessas regiões entre as fontes eólica offshore e hidrelétrica. Ou seja, durante o período seco, quando o nível dos reservatórios e a produção de energia das hidrelétricas são reduzidos, é justamente quando as usinas eólicas offshore têm a sua maior geração. Esse fato resulta em um custo marginal de operação mais baixo e uma necessidade menor de acionamento termelétrico.

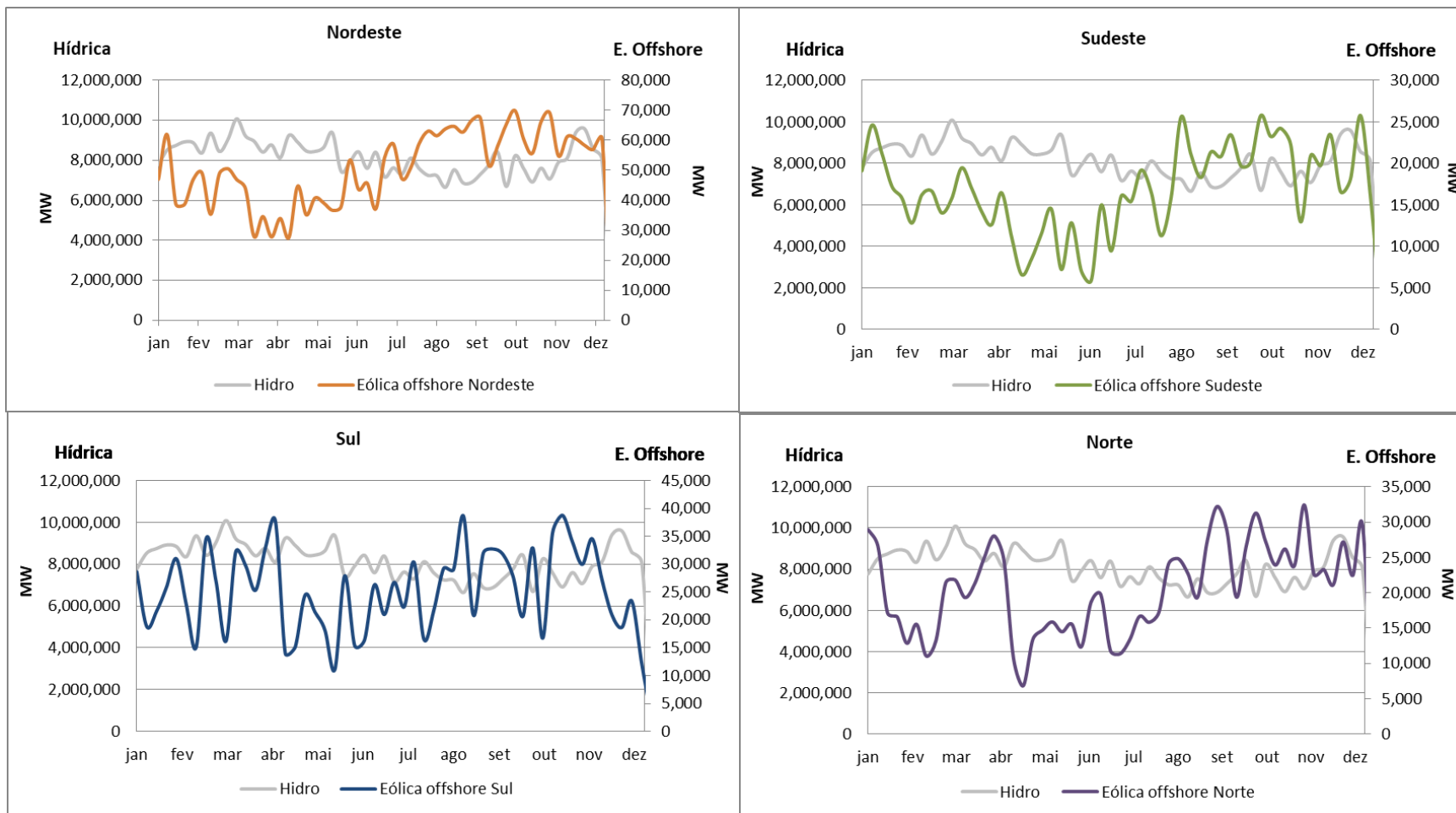


Figura 23. Geração hídrica em todo Brasil comparado com a geração eólica offshore em cada subsistema. Cenário nordeste com 800 MW e nos demais cenários são 400 MW de eólica offshore instalada. Fonte: Elaboração própria.

4.3.2. Eólica offshore e onshore

A energia eólica deve ser interpretada como uma fonte coexistente e complementar às demais disponíveis. Por isso, a imprevisibilidade dos ventos não deve inviabilizar a expansão da capacidade eólica no Brasil, pois essa fonte não deve ser usada como exclusiva na matriz de uma região.

Como mostrado anteriormente, os recursos eólicos offshore e onshore no Brasil são correlacionados e conseqüentemente a geração desse tipo de energia também é, pois só entram em operação quando há disponibilidade do recurso energético que aciona a planta de geração. Destaque para subsistema Sul onde há uma forte correlação ($r=0,84$). Na Figura 24, nota-se que no Sudeste e Nordeste há um aumento significativo na geração no segundo semestre, enquanto no Sul há uma intensa variabilidade na geração eólica durante as estações do ano.

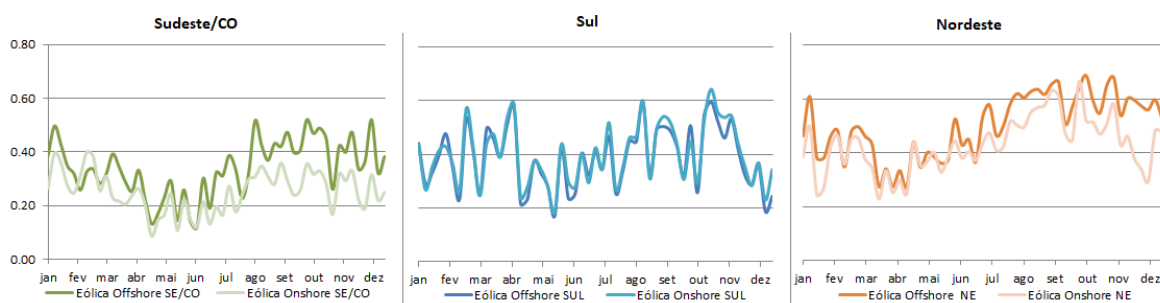


Figura 24. Geração em MW normalizado de energia eólica onshore e offshore em cada subsistema. Fonte: Elaboração própria.

4.3.3. Eólica offshore e solar

Energia solar fotovoltaica pode ser instalada de maneira centralizada ou distribuída, em telhados de residências e comércios, a microgeração. Diferente da eólica offshore que é centralizada e há economia de escala ao instalar uma usina de grande porte. O custo das placas solares está cada vez mais acessível no Brasil, diferente do custo de instalação eólica offshore, que ainda é elevado.

Se a correlação solar e eólica offshore for analisada em escala horária ao longo do ano inteiro, como mostrado no Quadro 5, é possível perceber que quando a eólica offshore é instalada no Sul, Sudeste e Norte é negativamente (fraca) correlacionada com a solar fotovoltaica. No entanto, quando analisada a correlação entre fontes em um dia típico (correlação entre a média de geração de cada fonte nas horas do dia), a magnitude dessa complementaridade aumenta (Quadro 9).

Quadro 9. Coeficiente de correlação entre geração solar PV e eólica offshore em um dia.

		Geração eólica offshore			
		Sul	SE/CO	Nordeste	Norte
Geração solar	Sul	-0,80	-0,48	0,56	-0,20
	SE/CO	-0,86	-0,54	0,59	-0,21
	Nordeste	-0,88	-0,68	0,66	-0,24
	Norte	-0,80	-0,34	0,49	-0,20

Fonte: Elaboração própria.

Por exemplo, no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)” (Figura 25), ao longo do ano há uma correlação fraca entre a solar e eólica a offshore, no segundo semestre do ano a geração eólica offshore é maior que no primeiro, enquanto a geração fotovoltaica não sofre variação brusca ao longo do ano. No entanto, quando analisado a correlação entre a média de geração nas horas do dia, há uma forte complementação entre essas duas fontes, quando instaladas no Sul e Sudeste (Quadro 9).

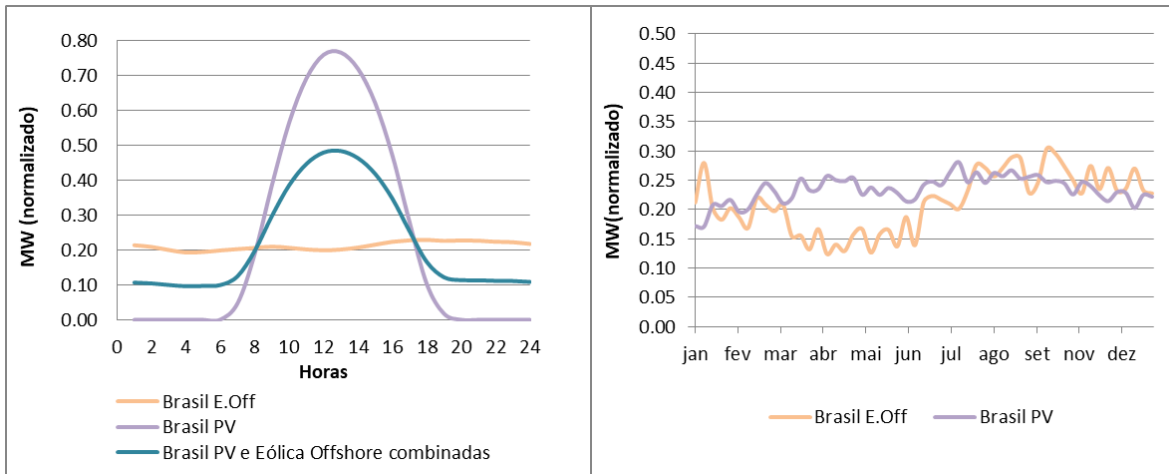


Figura 25. Somatório da geração eólica offshore e fotovoltaicos normalizados, no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”, (a) média horária em um dia típico (b) geração semanal ao longo do ano. Fonte: Elaboração própria.

Além disso, a Figura 25 ilustra o benefício da complementaridade entre essas duas fontes. Quando integradas as duas produções de energia a curva da geração combinada tem uma variação mais sutil que a da solar isolada. Ou seja, a integração dos recursos solar e eólico offshore pode contribuir para minimizar a variação na quantidade de energia elétrica produzida a partir dos recursos intermitentes.

No subsistema Nordeste, nota-se uma forte correlação entre a geração solar e a eólica offshore, ou seja, a geração horária de energia a partir do vento marinho possui forte semelhança com o comportamento da produção de energia proveniente da irradiação solar. Enquanto isso, a correlação mais negativa ocorre entre a eólica offshore no Sul e a fotovoltaica do Nordeste ($r=-0,88$), isto é, no período da noite, quando não há geração fotovoltaica, há maior geração eólica offshore (Figura 26).

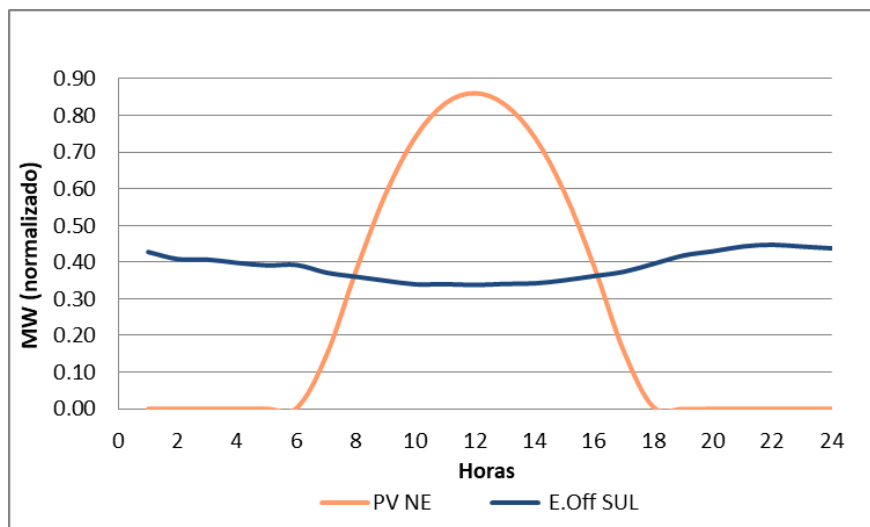


Figura 26. Perfil diário de geração solar no Nordeste e eólica offshore no Sul. Fonte: Elaboração própria.

4.3.4. Eólica offshore e Termelétrica

A utilização de usinas termelétricas no mix de geração do SIN é um fator estratégico para o setor elétrico brasileiro, pois elas podem atuar na geração de base, complementando as fontes renováveis ou no atendimento às demandas de ponta. Com a grande participação de fontes hídricas na geração de energia elétrica no Brasil, as termelétricas têm atuado significativamente em períodos de escassez hidrológica. No entanto, emitem GEE durante a produção de energia.

A entrada da geração eólica offshore desloca uma porcentagem da geração térmica do mix da matriz elétrica como visto no Quadro 7, tornando-a mais limpa. Na Figura 27, apesar de pequena, nota-se a diminuição da geração termelétrica no subsistema Nordeste com a maior porcentagem de geração eólica offshore entrando na matriz. Os valores de inserção da eólica offshore na matriz em cada cenário são pequenos, mas observa-se uma tendência de que quanto maior a entrada de eólica offshore na matriz, menor o uso de térmicas, ou seja, complementaridade hidro eólica substitui a termelétrica.

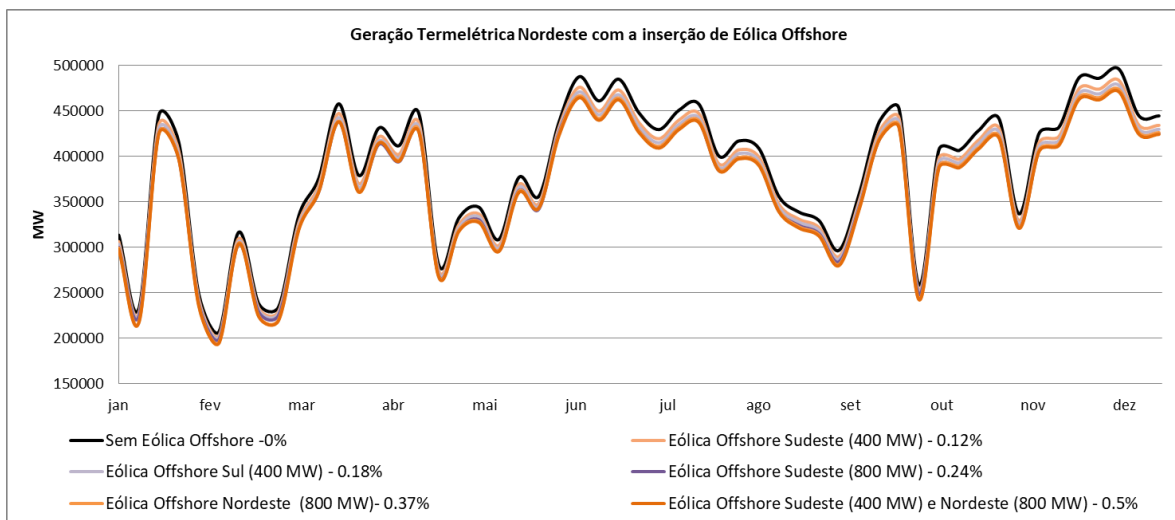


Figura 27. Geração termelétrica no Nordeste com diversas porcentagens de inserção de eólica offshore em diferente cenários. Fonte: Elaboração própria.

4.4. Análise de Custos

Como mostrado no Quadro 7, quando se considera a tecnologia eólica offshore já implantada (com custo de zero de instalação) o custo total do sistema (instalação de novas plantas e custo de operação) reduz em relação ao cenário base (sem eólica offshore), em todos os cenários (Figura 28). Isto é, devido a entrada da eólica offshore e a complementariedade dos seus recursos com as demais fontes renováveis, a geração termelétrica da matriz é deslocada e há um menor o custo de operação do sistema, pois diferentemente da eólica offshore, a termelétrica tem um custo variável de operação relacionado a utilização de combustível.

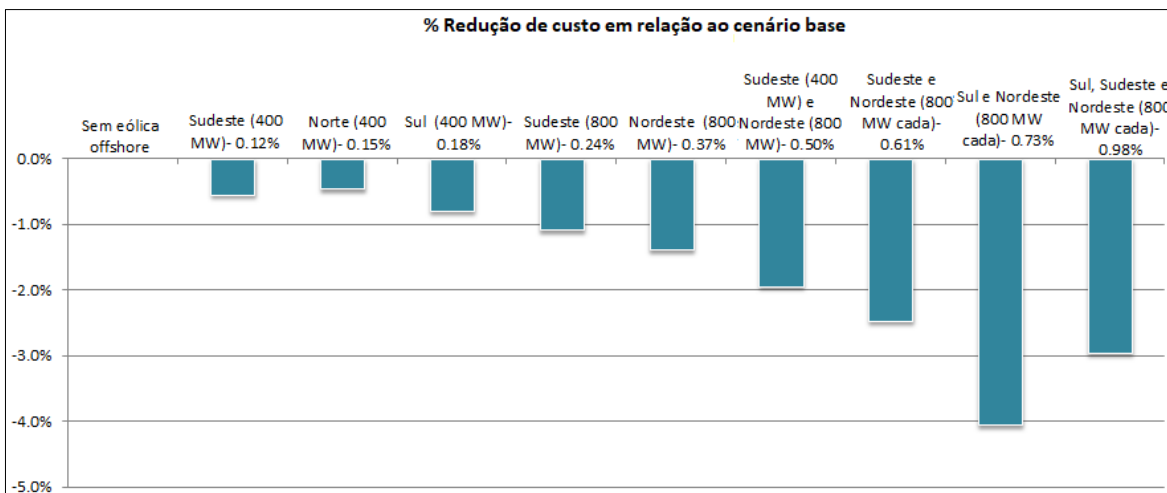


Figura 28. Porcentagem de redução de custo em relação ao cenário base (sem eólica offshore). Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se que a redução dos custos do sistema no cenário com parques eólicos offshore de mesma dimensão (800 MW cada) instalados no Sul e Nordeste é maior do que no Sudeste e Nordeste. No entanto, nas simulações não são considerados os custos de transmissão e as perdas para levar a energia até o centro de consumo. Como o principal centro de carga do Brasil é o Sudeste, esses valores podem ser alterados e o cenário de instalação no Sudeste e Nordeste pode se tornar mais competitivo.

Apesar dos custos do sistema serem maiores quando considerado o custo atual de instalação da eólica offshore (2018), essa porcentagem de aumento é menor do que 8% em todos os cenários (Figura 29). Além disso, segundo a IRENA (2019), há uma tendência de redução de custo para essa tecnologia, como pode ser visto na Figura 29, com as projeções de custo para 2030 e 2050 a porcentagem de aumento é ainda menor nos cenários. Através de incentivos políticos e mudanças na regulação, essa diferença de custo pode reduzir ainda mais e deixar de existir, o que é essencial para o desenvolvimento da eólica offshore no Brasil.

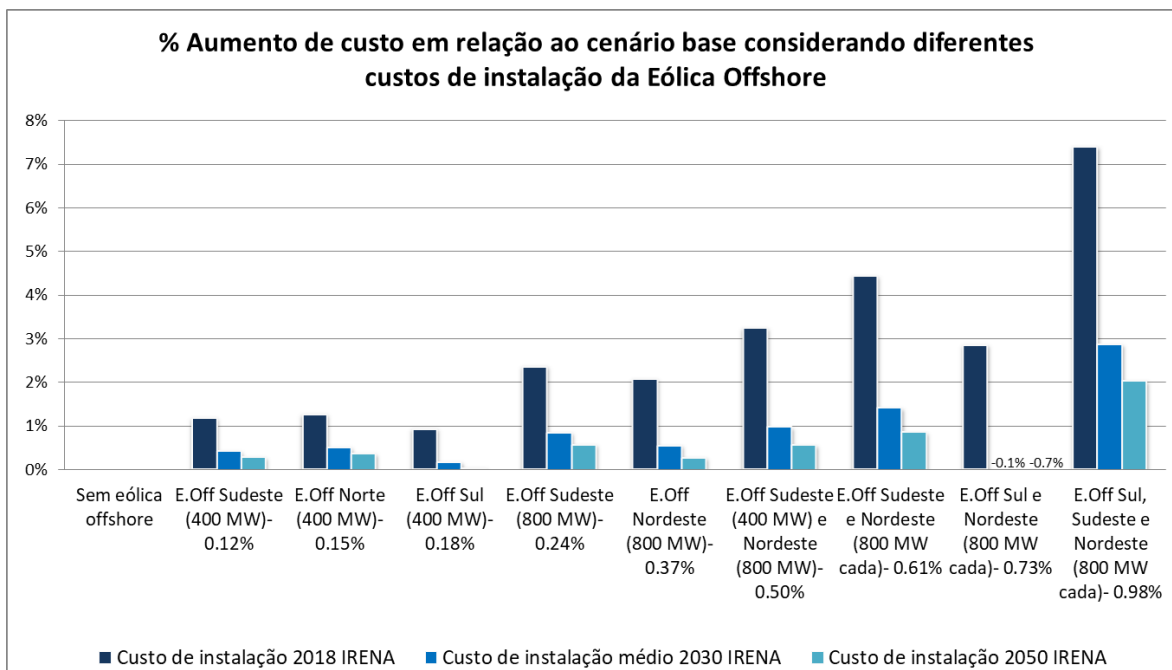


Figura 29. Porcentagem de aumento de custo em relação ao cenário base (sem eólica offshore) levando em consideração os custo de instalação da Eólica Offshore em 2018, 2030 e 2050. Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da IRENA (2019).

O estudo elaborado por PEREIRA *et al.* (2013), com base na redução de custos de investimento em tecnologias de geração de energia através de curvas de aprendizagem, diz que energia eólica offshore no Brasil atingirá o estágio comercial no Brasil por volta de 2030. Como pode ser visto na Figura 29, em 2030 a diferença de custo entre os cenários sem eólica offshore e com a utilização dessa tecnologia é bem reduzida. Esse estudo também avalia cenários com novas políticas que utilizam mecanismos de incentivo para subsidiar os custos de geração, aumentando assim o progresso técnico e consequentemente a participação de fontes renováveis na matriz elétrica, justificado por questões de segurança energética e mudanças climáticas. Com esses incentivos há uma maior expansão de renováveis, maior redução nos seus custos de investimento e a eólica offshore atinge antes o estágio comercial, por volta de 2025.

4.5. Localização de parques eólicos offshore para equilíbrio do SIN

Cada subsistema do Brasil tem pontos favoráveis e desfavoráveis para a instalação de parques eólicos offshore. No entanto, as regiões com mais pontos favoráveis são as áreas costeiras do Nordeste e Sudeste.

No Norte o fator de capacidade médio é maior que no Sudeste, principalmente levando em conta o estado do Maranhão (pontos 3 da Figura 16) que pertence ao subsistema Norte. No entanto, não há complementaridade de recursos, sinergia com o petróleo e é distante do centro de carga do Brasil, sendo necessário grande investimento em linhas de transmissão.

No subsistema Sul há uma concentração de pontos com grandes fatores de capacidade no Brasil. No entanto, a complementaridade de recursos eólicos e hídricos é menor do que nas regiões Nordeste e Sudeste. Não há sinergia com a indústria do petróleo.

No Sudeste o fator de capacidade eólico marinho é o mais baixo de todas as regiões, mas esse recurso é um pouco complementar com a fonte hídrica. No entanto, um parque eólico offshore instalado nesse subsistema se localiza próximo do maior centro de consumo do Brasil, o que diminuiria a perda no transporte de energia e pode-se economizar com investimentos em construção de novas linhas de transmissão. Além disso, há a sinergia com o petróleo, pois há diversos campos ativos que a energia eólica offshore pode ser usada para suprimento da própria plataforma ou implantada em plataformas fixas descomissionadas.

No Nordeste há diversas características favoráveis que poderiam tornar esse subsistema a principal porta de entrada para essa nova fonte energia eólica no Brasil. No subsistema, encontram-se os maiores fatores de capacidade e esses recursos eólicos são bastante complementares com a fonte hídrica. Há sinergia com o petróleo e descomissionamento de plataformas, assim como no Sudeste. Além disso, a profundidade do oceano na região é relativamente pequena, onde é possível encontrar profundidades máximas de 50m até 70 km da costa (PIMENTEL e ANDRADE, 2019).

Por causa de seus pontos favoráveis, foram escolhidas as regiões Nordeste e Sudeste para instalação da energia eólica offshore e representação da matriz elétrica Brasileira de 2030 através do cenário “Eólica offshore Nordeste (800 MW) e Sudeste (400MW) (Figura 30)”.

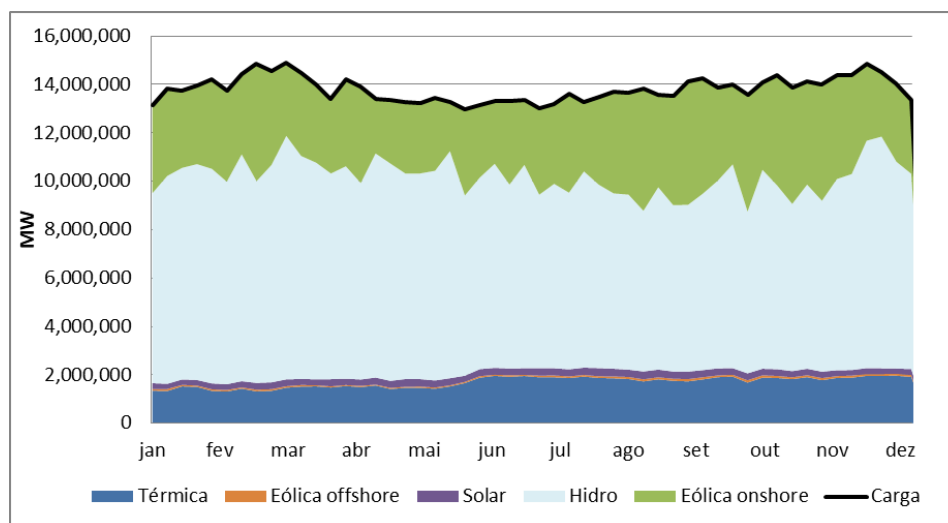


Figura 30. Geração de energia elétrica por fonte na matriz brasileira no cenário com inserção da eólica offshore no Nordeste (800 MW) e Sudeste (400 MW). Fonte: Elaboração própria.

A Figura 31 que apresenta o comportamento anual da geração elétrica por fonte e o consumo de energia elétrica (curva de carga) do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”, observa-se que o consumo de energia elétrica e a geração fotovoltaica mantêm-se praticamente constantes, não variam muito ao longo do ano enquanto a geração hidrelétrica sofre uma redução devido a diminuição das chuvas no período seco (maio a novembro). No entanto, destaca-se que o comportamento da geração eólica onshore e offshore aumenta, principalmente no segundo semestre, quando os níveis de água nos reservatórios estão baixos, os meses com maior intensidade de ventos são os de menor intensidade de chuvas e vice-versa.

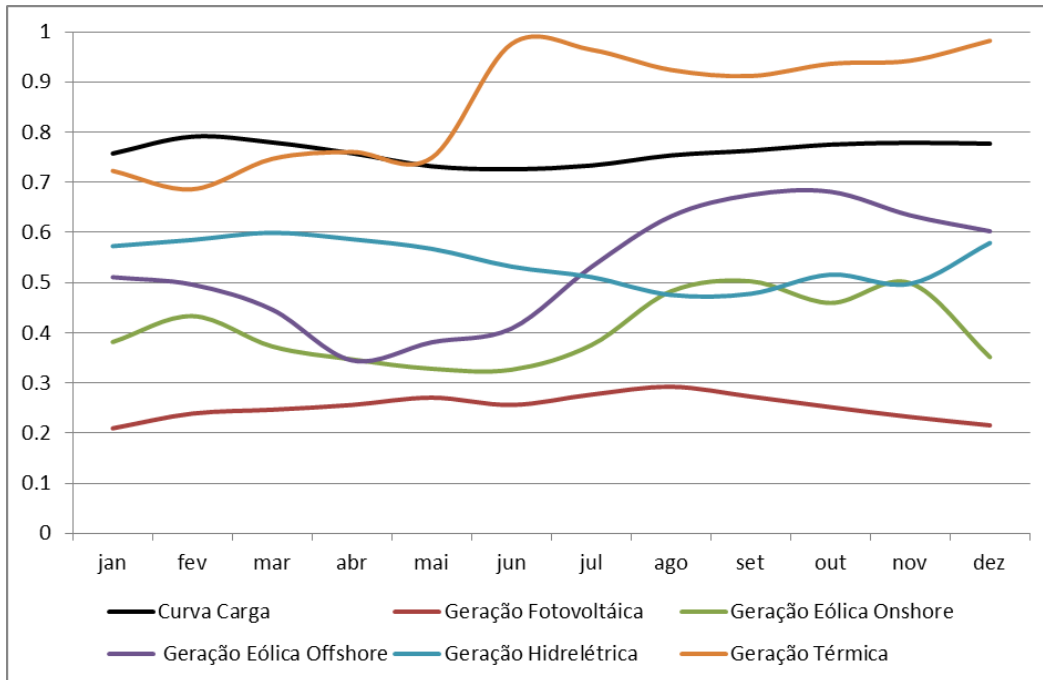


Figura 31. Comportamento anual da geração elétrica por fonte e a curva de carga do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”. Fonte: Elaboração própria.

A Figura 32 apresenta a média horária do comportamento da geração elétrica por fonte e a curva de carga do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)” durante o período seco e úmido. No Brasil, durante o período seco há maior geração solar fotovoltaica e eólica offshore enquanto observa-se a diminuição destes fatores no período úmido. Além disso, nota-se uma baixa variabilidade diária na geração eólica offshore, ou seja, é mais constante ao longo do dia, diferente da onshore que é fortemente complementar a solar, isto é, reduz sua geração no período que há luz solar.

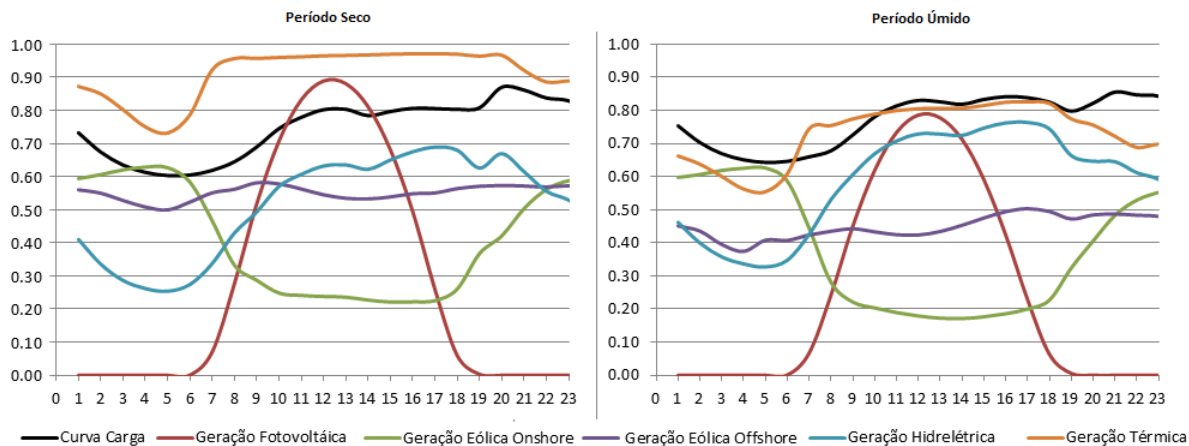


Figura 32. Comportamento horário da geração elétrica por fonte e a curva de carga do Brasil no cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)” no período seco e úmido. Fonte: Elaboração própria.

4.6. Discussão

O potencial de aproveitamento energético do recurso eólico offshore brasileiro é considerável (330,5 GW – potencial mais restritivo considerando aspectos sociais e ambientais- segundo SILVA , 2019), diversificado no tempo e no espaço e complementar com os recursos hidrelétricos e solares.

A matriz elétrica brasileira é baseada na geração hidrelétrica e a estabilização da energia na rede no médio e longo prazo é necessária. Geralmente, o complemento da hidrelétrica é feito por fontes convencionais como termelétricas. No entanto, a energia eólica offshore pode auxiliar a geração de energia hidrelétrica e água economizada pode ser armazenada para geração de energia no futuro ou outros usos. Além disso, reduz o custo total do sistema (desconsiderando o custo de instalação da eólica offshore), pois com a maior penetração da eólica offshore há redução do uso de termelétricas, que tem o custo de operação mais caro devido ao uso de combustível.

Além da complementação energética, há a complementação das características e benefícios da fonte hidrelétrica e eólica. A flexibilidade dos reservatórios hidrelétricos

ajudará na integração da energia eólica através do armazenamento (ACKER, 2011). Ao mesmo tempo, os ventos ajudarão os reservatórios hidrelétricos a longo prazo, pois sua variabilidade sazonal e o impacto das secas devem diminuir (PIMENTA e ASSIREU, 2015).

É possível afirmar, assim como SILVA (2015) que os ventos marítimos costa brasileira podem, além de diversificar a matriz elétrica, estabilizar as flutuações hídricas evitando racionamentos e apagões, reduzindo o uso das térmicas que eleva o custo de produção e a emissão de gases poluentes.

Para representação do cenário de inserção de eólica offshore no Brasil foi escolhido o cenário “Eólica offshore Sudeste (400 MW) e Nordeste (800 MW)”, pois além dos benefícios já citados de cada subsistema há um aumento do índice de confiabilidade do sistema por serem duas regiões distintas. HAYDT *et al.* (2015), afirmam que a complementaridade de recursos existente entre diferentes regiões influi na melhora da confiabilidade do sistema. Essas complementaridades, separadamente ou combinadas, dão flexibilidade e constância na produção de energia no SIN.

5. Conclusões e recomendações

O Brasil possui significativa demanda energética em crescimento. Por isso, o planejamento energético deve focar em definir uma matriz elétrica com menores impactos ambientais e sociais sem impedir a expansão da capacidade instalada do país de uma forma economicamente viável.

O setor eólico tem vivenciado um grande crescimento no Brasil, movido pela maior atenção com relação aos impactos ambientais do setor energético, assim como com relação à segurança energética. No Brasil, a fonte eólica offshore possui importantes vantagens: o grande potencial, possibilidade de instalação próxima aos centros de consumo, sinergia com o petróleo e possibilidade de complementaridade com a fonte hídrica e solar, abundante na matriz elétrica nacional. Por isso, é importante a análise do setor eólico

offshore brasileiro e das influências dessa geração no SIN baseado nas experiências internacionais.

A análise da complementaridade foi feita através de uma simulação horária de diferentes cenários da penetração da eólica offshore no COPA, que é uma ferramenta simplificada, mas realista do sistema elétrico brasileiro. O estudo de complementaridade de energia é importante, pois reduz as falhas nos sistemas de geração de energia elétrica e aumenta sua confiabilidade na utilização, matrizes diversificadas tornam-se mais seguras.

Nesse estudo, verificou-se uma complementaridade maior entre: a geração eólica offshore no Nordeste e Sudeste e as hídricas nas regiões Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte. Além disso, há uma concentração de plataformas de petróleo em processo de descomissionamento nessas duas regiões. Outro ponto favorável à instalação no subsistema Sudeste é a proximidade com a região de maior consumo de energia. Apesar do subsistema Sul ter um fator de capacidade eólico offshore maior que o Sudeste, ele não tem esses dois últimos fatores favoráveis a localização da eólica offshore.

A energia eólica offshore é uma tecnologia renovável emergente que atingiu certa maturidade nos últimos anos, como rápidas melhorias tecnológicas, eficiência na cadeia produtiva e sinergias logísticas que geraram rápidas reduções de custos e instalação de novos mercados. A energia eólica no ambiente marinho fornece uma alternativa complementar de energia e de alguns dos desafios enfrentados pelas instalações eólicas em terra, principalmente quanto ao congestionamento da transmissão e limitações em terra (como na Europa).

A energia eólica offshore pode contribuir para a segurança energética no Brasil. Os ventos marítimos, com seus padrões de alta disponibilidade e sazonalidade são capazes de dar fortes contribuições às necessidades do sistema. Essa fonte de energia contribui para reduzir as emissões de CO₂ e poluentes do ar e, ao mesmo tempo, reduzir a necessidade de investimento em usinas termelétricas. Assim, o aumento da velocidade dos ventos em épocas de baixas afluências, além de auxiliar no atendimento da carga, reduz o custo da

geração elétrica, através da diminuição do acionamento de fontes termoelétricas que possuem custo variável unitário elevado.

A implementação de energia eólica offshore no SIN não deve ser um problema do ponto de vista tecnológico. A indústria eólica onshore é madura e está no oitavo lugar no ranking mundial de capacidade instalada (EPE, 2018d), fator importante para o desenvolvimento offshore. O problema, portanto, ainda é o elevado custo de projetos eólicos offshore, por isso incentivos políticos e mudanças na regulação são essenciais para o desenvolvimento dessa fonte no Brasil. Assim como ocorreu com a eólica onshore, que hoje faz parte da matriz elétrica nacional sem incentivos específicos. Além disso, deve haver um planejamento espacial marinho bem estruturado para reduzir possíveis conflitos no uso do território marinho de uma maneira sustentável.

Mesmo que o Brasil mantenha uma significativa taxa de crescimento de energia eólica onshore, são necessários mais de 40 anos para o país atingir o seu máximo potencial de capacidade exploratória em terra (PIMENTEL e ANDRADE, 2019). No entanto, alguns pontos onshore podem não apresentar tantos benefícios para o sistema quanto se for utilizado os recursos eólicos marítimos.

A adoção da tecnologia de geração de energia eólica offshore é altamente específica e de alto custo, devendo ser uma escolha para um futuro próximo. Antes da escolha dessa solução, a expansão e operação do sistema elétrico deve refletir utilização adequada, racional e otimizada dos recursos disponíveis, garantindo o suprimento de energia com qualidade e de forma sustentável, minimizando os custos para a sociedade e para o meio ambiente. A partir do estudo realizado nessa dissertação é possível minimizar incertezas na elaboração de estratégias dos agentes tomadores de decisão e estimular uma alocação eficiente de investimentos.

O Brasil, devido sua grande extensão territorial e consequente diversidade geográfica e de climas, apresenta uma complementaridade natural na oferta de energia, o que o coloca em posição de destaque em relação aos demais países. Há uma diversidade

grande de recursos solares, hídricos, solares, biomassa, nuclear e gás natural. Hoje, existe uma profusão de novas tecnologias para otimizar e utilizar esses recursos. Para avançar na transição energética e aproveitar todas essas características, é necessário um desenho de mercado e arcabouço normativo e regulatório focados menos nas tecnologias e mais nos requisitos do sistema, para não haver trancamento tecnológico. Nesse sentido, pesquisa, desenvolvimento tecnológico e inovação são fundamentais para alcançar esses objetivos.

Um dos principais resultados é o entendimento da complementaridade entre as fontes para a diversificação da matriz elétrica, estabilização das flutuações hídricas evitando assim racionamentos, reduzindo o uso das usinas termelétricas que eleva o custo de produção e a emissão de gases poluentes.

A avaliação do potencial de complementação entre as tecnologias de geração de eletricidade trás resultados estratégicos para inserção da eólica offshore no mercado de energia. Espera-se, que haja um melhor entendimento da produção eólica offshore no Brasil permitindo aos tomadores de decisão basear suas escolhas e ações visando à expansão da matriz elétrica do Brasil com sustentabilidade.

A evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnicos econômicos e socioambientais e avanços regulatórios no Brasil, podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico nacional.

A expansão da fonte eólica marítima na matriz elétrica nacional é importante por diversos fatores, dentre os quais se destacam: sua natureza limpa, renovável, custo variável nulo, complementaridade e diversificação da matriz. Inovação tecnológica e políticas públicas adaptadas são importantes para tornar a matriz elétrica acessível, confiável e descarbonizada. A eólica offshore pode contribuir para a construção de uma matriz ainda mais limpa e consolidar o país como uma economia de baixo consumo de carbono na geração de energia elétrica.

5.1. Trabalhos futuros

Uma das limitações do trabalho é o uso somente de dados de reanálise MERRA-2 sem uma calibragem feita especificamente para cada subsistema do Brasil. Dados provenientes de modelos de simulação numérica adicionam incertezas às estimativas de avaliação do recurso energético, aumentando desse modo o risco no planejamento dos investimentos. O ideal é a utilização de dados experimentais de medição do vento no mar através de campanhas de medição e estações meteorológicas offshore, no entanto há um elevado custo na obtenção desses dados.

Outra maneira de inserir tecnologia eólica offshore na matriz é reduzir o custo de investimento até a tecnologia eólica offshore começar a ser escolhida como uma opção de geração de energia elétrica pelo modelo. No entanto, para rodar o período de um ano, o modelo precisa de uma quantidade de tempo significativa (aproximadamente 3 horas para cada cenário – em um computador com processador Intel Core i7 e memória RAM de 8 GB), o que torna uma limitação para esse tipo de análise de sensibilidade.

Como trabalho futuro poderia ser realizado um ajuste dos dados com a comparação com outras bases de reanálise e validá-los no Brasil através dos dados observados nas boias da marinha (PNBOIA) e dados de plataformas de petróleo offshore, que apesar de serem poucas e com distribuição temporal curta podem ser usados nessa validação. Além disso, incluir os custos de transmissão e das perdas para levar a energia até o centro de consumo.

Outro trabalho futuro seria uma análise da estocasticidade dos recursos em diferentes anos meteorológicos, entendendo a variabilidade interanual em relação à geração hídrica. Ou seja, analisar o que é alterado de um ano para o outro devido ao fato do modelo ser determinístico.

Referências

ACKER, T. **Integration of wind and hydropower systems: results of IEA wind task 24.** NREL-National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado, p. 1-18. 2011. IEA Wind.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 2019 Setembro.

ANP. Shapefile de Dados. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.**, 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/shape-file-de-dados>>. Acesso em: Setembro 2019.

BARBOSA, R. **Inserção da energia eólica offshore no Brasil: análise de princípios e experiências regulatórias.** Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 281. 2018. (Tese do Programa de Pós- Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da USP.).

BARROS, J. et al. **Fixed Platforms at Ageing Oil Fields - Feasibility Study for Reuse to Wind Farms.** Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, p. 18. 2017. (<https://doi.org/10.4043/27719-MS>).

BELUCO, A.; SOUZA, P. ; KRENZINGER, A. A Complementariedade no Tempo entre as Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, RS, v. 8, n. 1, p. 99–109, Março 2003.

BISHOP, I. D.; MILLER, D. R. Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. **Renewable Energy**, v. 32, p. 814–831, 2007. ISSN doi:10.1016/j.renene.2006.03.009.

CARVALHO, L. P. D. **Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério.** COPPE/ UFRJ. Rio de Janeiro, p. 268. 2019. (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Maio 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/bibliotec_a_virtual?palavrachave=Conjunto+de+arquivos+para+c%C3%A1lculo&_adf.ctrl-state=157yimpjbs_1&_afLoop=128276783215106#!%40%40%3F_afLoop%3D128276783215106%26palavrachave%3>. Acesso em: Setembro 2019.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013.** CEPEL. Rio de Janeiro, p. 52. 2017.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo,** 2018a. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em: Julho 2019.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo,** 2018b. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>. Acesso em: Julho 2019.

COSTA, K. M. **Reutilização de plataformas fixas para geração de energia eólica offshore.** UFRJ. Rio de Janeiro, p. 72. 2018. (Projeto de Graduação Curso de Engenharia Naval e Oceânica).

DESTER, M. **Propostas para a construção da matriz de energia elétrica brasileira com foco na sustentabilidade do processo de expansão da oferta e segurança no suprimento**

da carga. UNICAMP. Campinas, SP, p. 279. 2012. (Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.).

EEA. Europe's onshore and offshore wind energy potential. European Environment Agency Technical Report No. 6/2009. Luxembourg. 2009. (DOI 10.2800/11373. ISSN 1725-2237).

EPE. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. EPE. Rio de Janeiro, p. 87,94,96,180 e 290. 2016a. (452).

EPE. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. EPE. Rio de Janeiro. 2016b.

EPE. Balanço Energético Nacional 2018. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ. 2018a.

EPE. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 122. 2018b. (NOTA TÉCNICA PR 04/18).

EPE. Plano Nacional de Energia - 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2018c.

EPE. Participações de empreendimentos eólicos nos leilões de energia do Brasil. EPE. Rio de Janeiro, p. 48. 2018d. Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas.

EPE. Estudos para expansão da geração. Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2018. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 34. 2018e.

EPE. Road Map - Energia Eólica Marítima no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-workshop-energia-eolica-maritima>>. Acesso em: Maio 2019.

ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J.; LÓPEZ, J.. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, Madri, v. 36, p. 444-450, 2011.

FGV ENERGIA. **Energias Renováveis Complementares: Benefícios e Desafios**, 2015. ISSN Caderno FGV Energia. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/cadernoenergia_fgv-book.pdf>. Acesso em: Junho 2019.

FRAUNHOFER IEE. Distance to shore and water depth. **Instituto Fraunhofer de Economia da Energia e Tecnologia de Sistema de Energia**, 2017. Disponível em: <http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/2_tech/2_Kuestenen_tfernung_und_Wassertiefe/>. Acesso em: Maio 2019.

FUJIWARA, M. et al. Introduction to the SPARC Reanalysis Intercomparison Project (SRIP) and overview of the reanalysis systems. **Atmos.Chem.Phys.**, v. 17, p. 1417-1452, Janeiro 2017. ISSN <http://doi.org/10.5194/acp-17-1417-2017>.

GAUDARDE, G. Neoenergia estuda três complexos eólicos offshore no Ceará, RJ e RS. **epbr**, 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/eolicas-offshore-novos-projetos-somam-9-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em: Janeiro 2020.

GRUBER, K. **Simulation of Synthetic Wind Power Time Series in the North-East of Brazil**. University of Natural Resources and Life Sciences. Vienna, p. 111. 2017. (Dissertação de Mestrado).

GWEC. **GWEC Global Wind 2017 Report**. A Snapshot of Top Wind Markets in 2017: Offshore Wind. [S.l.], p. 54-63. 2018.

GWEC. **GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2018- April 2019**. GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Brussels, Belgium, p. 61. 2019. (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>).

HAYDT, G. et al. **AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS NA REGIÃO NORDESTE do Brasil**. XVI ERIAC DECIMOSEXTO ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ. Porto Igaçu, Argentina: EPE. 2015. p. 8.

HUANG, Y.-F.; GAN, X.-J.; CHIUEH, P.-T. Life cycle assessment and net energy analysis of offshore wind power systems. **Renewable Energy**, Taiwan, v. 102, n. Parte A, p. 98e106, Março 2017. ISSN <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.050>.

IBAMA. Ficha de Caracterização de atividade FCA. **EOL BI ENERGIA LTDA - 310 MW**, 2016. Disponível em: https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empreendimentos.php>. Acesso em: 2019.

IBAMA. Ficha de Caracterização de atividade FCA. **Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I**, 2017. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/siga/empreendedor/arquivo-shp/download-pdf-fca/id/61843>>. Acesso em: Maio 2019.

IBAMA. Ficha de Caracterização de atividade. **EOL Planta Piloto de Geração Eólica Offshore - 5 MW**, 2018. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/siga/empreendedor/arquivo-shp/download-pdf-fca/id/75959>>. Acesso em: Maio 2019.

IBAMA. Ibama realiza Consulta Pública sobre Termo de Referência para elaboração de Estudos de Impacto Ambiental de Complexos Eólicos Marinhos. **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis**, 2020. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/consultas-publicas/2105-ibama-realiza-consulta-publica-sobre-termo-de-referencia-para-elaboracao-de-estudos-de-impacto-ambiental-de-complexos-eolicos-marinhos>>. Acesso em: Janeiro 2020.

IBGE. Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: 12 Maio 2019.

IEA. **Offshore Wind Outlook 2019**. International Energy Agency. Paris, França, p. 98. 2019. (World Energy Outlook Special Report).

IEA. **Role of renewable energy to address climate challenges**. G20 CSWG1. Tokyo: Sylvia Beyer. 2019. p. 15.

IEA WIND. **IEA Wind Technology Collaboration Programme**. IEA Wind. [S.l.], p. 164. 2017.

IOANNOUA, A.; ANGUSB, A.; BRENNAN,. Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, Bedfordshire, United Kingdom, v. 13, n. 5, p. 281–290, Maio 2018. ISSN <https://doi.org/10.1080/15567249.2018.1461150>.

IPEA. Objetivo 7. Energia Acessível e Limpa. **Plataforma Agenda 2030**, 2015. Disponível em: <<http://www.agenda2030.com.br/ods/7/>>. Acesso em: 25 Março 2019.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs 2017**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 160. 2018.

IRENA. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 88. 2019.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2019.

JACOBSEN, ; HEVIA-KOCH, P.; WOLTER, C. **Nearshore Versus Offshore: Comparative Cost and Competitive Advantages**. IAEE Energy Forum (Bergen Special 2016). [S.l.], p. 17-19. 2016.

KOUGIAS, I. et al. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. **Renewable Energy**, Ispra, Italy, v. 87, n. 2, p. 1023-1030, Março 2016. ISSN <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.073>.

LA ROVERE, E. L. et al. **Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2030: Projeto IES-Brasil**. Forum Brasileiro de Mudanças Climáticas – FBMC. Rio de Janeiro. 2016. IES-Brasil.

LIMA, R. A. A produção de energias renováveis e o desenvolvimento sustentável: uma análise no cenário da mudança do clima. **Revista Direito E-nergia**, v. 5, p. 17, Julho 2012. ISSN ISSN 2175-6198.

LUIZ, W. et al. **Determinação de um ano meteorológico típico para Florianópolis -SC**. XVII CBMET 2012. Gramado, RS: CBMET. 2012. p. 5.

MILÊNIO. Projeto instituto do milênio, 2009. Disponível em: <http://www.institutomilenioestuarios.com.br/zonacosteira.html>. Acesso em: 2017.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, p. 61. 2019.

OCEAN ENERGY COUNCIL. Offshore Wind Energy. **Ocean Energy Council**, 2012. Disponível em: <http://www.oceanenergycouncil.com/ocean-energy/offshore-wind-energy/>. Acesso em: 1 Março 2019.

ONS. Dados Hidrológicos -Vazões. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2019a. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx. Acesso em: Setembro 2019.

ONS. Energia Armazenada. **Operador Nacional do Sistema**, 2019b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: Setembro 2019.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O sistema Interligado Nacional**, 2019c. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 Abril 2019.

ONUBR. Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas. **Nações Unidas no Brasil**, 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/cop21/>>. Acesso em: 25 Março 2019.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. **Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Santos, Brasil, p. 4. 2011.

PARSONS, G. R.; FIRESTONE, J. **Atlantic Offshore Wind Energy Development: Values and Implications for Recreation and Tourism**. University of Delaware. Newark, DE, p. 59. 2018. (US Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management. OCS Study BOEM 2018-013.).

PEREIRA, et al. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Rio de Janeiro, v. 23, p. 49–59, Março 2013. ISSN 10.1016.

PERON, A. M. **Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletro-energética da região nordeste brasileira**. Unicamp. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. São Paulo, p. 119. 2017.

PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Renewables Ninja. **Renewables Ninja**, 2019. Disponível em: <<https://www.renewables.ninja/>>. Acesso em: Abril 2019.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil.

Renewable Energy, Newark, USA, v. 33, n. 11, p. 13, Janeiro 2008. ISSN doi:10.1016/j.renene.2008.01.012.

PIMENTA, M.; ASSIREU, A. T. Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system. **Renewable Energy**, v. 76, p. 757-767, Abril 2015. ISSN <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.047>.

PIMENTEL, J.; ANDRADE, F. **Brazilian Wind Generation Guidebook**. Banco BTG Pactual S.A. Brasil, p. 30. 2019. (BTG Pactual Affiliate Research).

SCHMIDT, J. **Integrated bottom-up modelin systems**. University of Natural Resources and Life Sciences. Vienna, p. 225. 2016a.

SCHMIDT, J. Universität für Bodenkultur Wien. **University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna**, 2016b. Disponível em: <https://homepage.boku.ac.at/jschmidt/COPA/index.html>. Acesso em: Junho 2019.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Rio de Janeiro, v. 55, p. 131–141, 2016. ISSN [dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159).

SILVA, A. J. V. D. C. **Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 102. 2019. (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).

SILVA, A. R. **Energia eólica em alto mar: distribuição dos recursos e complementaridade hídrica**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN., p. 139. 2015. (Tese de Doutorado em Ciências Climáticas).

SILVA, S. S. F. et al. **Energia eólica e a complementariedade energética: estratégia e desafios para o desenvolvimento sustentável**. Encontro internacional sobre gestão empresarial e meio ambiente. [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 15.

SMITH, C. Atmospheric Reanalyses Comparison Table. **Advancing Reanalysis**, 2010. Disponível em: <<https://reanalyses.org/atmosphere/comparison-table>>. Acesso em: Maio 2019.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, London, UK, v. 114, p. 1224 e1239, Novembro 2016. ISSN <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.

STEHLY , T. et al. **2017 Cost of Wind Energy Review**. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.], p. 61. 2018. (NREL/TP-6A20-72167.). <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/72167>.

VASCONCELOS, R. M. D. **Complexos Eólicos Offshore. Estudo sobre avaliação de Impactos**. IBAMA. Brasília, p. 194. 2019. (Mapeamento de modelos decisórios ambientais aplicados na Europa para empreendimentos eólicos offshore).

WEC. **World Energy Trilemma Index | 2016**. World Energy Council. [S.l.], p. 147. 2016.

WIND EUROPE. **Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018**. WindEurope Business Intelligence. [S.l.], p. 40. 2019.