

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO EÓLICA, SOLAR E DEMAIS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS - GES

EMPREENDIMENTOS EÓLICOS AO FIM DA VIDA ÚTIL NO BRASIL: PERSPECTIVAS E DESAFIOS

**PAULA MONTEIRO PEREIRA (1); JOSINA SARAIVA XIMENES (1); GUSTAVO PIRES DA PONTE (1);
ANDERSON DA COSTA MORAES (1); HELENA PORTUGAL GONÇALVES DA MOTTA (1); DIEGO
PINHEIRO DE ALMEIDA (1); MAURO REZENDE PINTO (1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (1)**

RESUMO

Até 2030 mais de 50 empreendimentos eólicos ultrapassarão 20 anos de operação no Brasil, período equivalente à vida útil considerada para turbinas eólicas em operação, correspondendo este à duração dos contratos desta fonte de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) dos Leilões de Energia. Neste Informe Técnico, apresentamos as perspectivas e desafios quanto as alternativas de modernização dos parques eólicos, suas possibilidades dentro do planejamento energético brasileiro e as experiências internacionais sobre este tema. A extensão da vida útil, com a repotenciação parcial e/ou total são ações de modernização que permitem a continuidade da geração de energia eólica no local, aproveitando parte ou totalidade da infraestrutura dos empreendimentos. São apresentadas as definições e exemplos das alternativas de modernização e a opção de desativação e descomissionamento do parque eólico, quando a modernização não se apresenta como viável.

PALAVRAS-CHAVE

Extensão da vida útil, modernização, repotenciação, descomissionamento, desativação, reabilitação, retrofit, turbina eólica, aerogerador, parque eólico.

1.0 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo apresentar as alternativas possíveis para parques eólicos após prazo final de contratação, os principais desafios e oportunidades para essas usinas e para o planejamento energético brasileiro, além de apresentar as experiências internacionais sobre o tema, foco da Nota Técnica n° 012/2021-r0, publicada pela Diretoria de Energia Elétrica da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, cujos dados foram atualizados neste artigo. Até 2030 mais de 600 aerogeradores - totalizando 940 MW de potência instalada - ultrapassarão 20 anos de operação no Brasil, período este equivalente aos prazos contratuais utilizados nos Leilões de Energia do Ambiente de Contratação Regulada – ACR para a fonte eólica.

2.0 HISTÓRICO E DESENVOLVIMENTO

Historicamente, os primeiros parques eólicos brasileiros foram instalados de forma experimental e com recursos de projetos de P&D no início dos anos 1990. A tecnologia da época operava com equipamentos de alturas das nacelles menores que 50 metros, turbinas com diâmetros das pás menores que 50 metros e potência inferior a 1 MW. Durante a década de 90 e de 2000 a 2002, diversos estudos e pesquisas foram desenvolvidos no país através dos centros de pesquisa das universidades brasileiras. Em 2002 foi instituído pelo Governo Federal o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, com o objetivo de aumentar a participação de eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs e usinas a biomassa no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse programa resultou na implementação de 1.283 MW de projetos eólicos, correspondendo a cerca de 3.500 GWh (aproximadamente 400 MW_{med}) de energia contratada (Eletrobras, 2019).

Os Leilões de Energia foram o principal mecanismo para expansão da fonte e, mais recentemente, devido aos baixos custos da energia eólica, o ambiente de contratação livre também vem atraindo os investidores desta fonte. Assim, a CCEE apurou em abril de 2023 a participação de 936 usinas eólicas na matriz elétrica brasileira, totalizando 26,8 GW de potência instalada e mais de 11.500 MW_{med} em Garantia Física, totalizando 14% da capacidade instalada nacional. Nesse período houve significativo avanço tecnológico dos aerogeradores com aumento da altura das torres, diâmetro dos rotores e maior potência unitária, conforme pode ser observado na Figura 1.

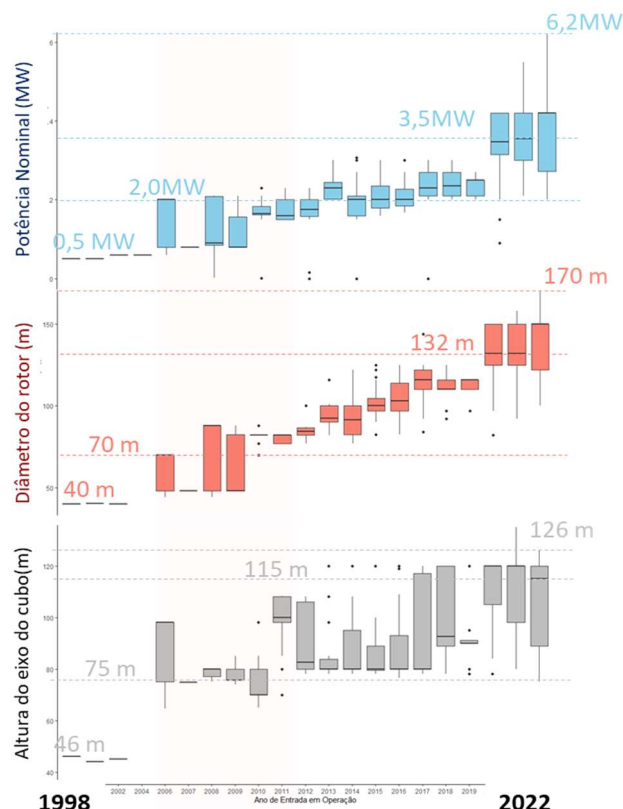


Figura 1 - Evolução Potência Nominal Turbinas, Diâmetro do Rotor e Altura do Eixo do Cubo
 Fonte: autoria própria - projetos cadastrados na EPE para os Leilões de Energia

Considerando que os contratos da fonte eólica nos leilões têm, em geral, duração de 20 anos, prazo equivalente à vida útil de projeto dos equipamentos, percebe-se que os empreendimentos em operação desde os anos 1990 já ultrapassaram este prazo. Os primeiros projetos contratados no âmbito do PROINFA, que totalizam mais de 1.200 MW de potência instalada e que entraram em operação entre 2006 e 2011, atingirão esse prazo a partir de 2026. Assim, torna-se importante discutir as possíveis ações após este período, sejam elas de manutenção, modernização ou descomissionamento dos parques eólicos instalados.

Atualmente, a escolha da ação mais apropriada para cada empreendimento deve partir do empreendedor e passa por avaliações das condições operacionais do parque e das oportunidades de negócio. Assim, a decisão de estender a vida útil, repotenciar ou descomissionar os aerogeradores é influenciada por fatores como: a vida útil remanescente do equipamento, podendo ser diferente da prevista em projeto; custo de manutenção dos equipamentos; o encerramento dos contratos de venda de energia; o final do prazo da licença de operação; o encerramento dos contratos de arrendamento de terras; e eventuais questões operacionais. Importante destacar que o poder público pode atuar em alguns aspectos que afetam essa decisão, tais como a regulação sobre repotenciação, regulação ambiental (incluindo regras de descomissionamento e destinação de materiais), requisitos para o prolongamento da vida útil, possibilidade de renovação do arrendamento das terras, atratividade técnica e econômica da terra (inclusive para outras atividades) e subsídios existentes tanto para os parques em operação como para parques novos que venham a ser construídos.

Segundo Lantz, Leventhal, & Baring-Gould (2013) alguns fatores críticos para a atratividade da repotenciação são os preços de venda de energia, a durabilidade e confiabilidade dos aerogeradores, o avanço tecnológico, o quanto será possível reutilizar da infraestrutura existente e o recurso eólico disponível. Além disso, a regulação ambiental e a existência de parques vizinhos na região à jusante do parque podem afetar a decisão de repotenciação com máquinas maiores, pois poderão afetar a produção energética dos parques já instalados. Bona, Ferreira & Duran (2020) avaliaram o potencial para repotenciação no Brasil e simularam diferentes cenários técnicos e econômicos para determinar quais os parâmetros mais relevantes para um projeto de repotenciação. Pela perspectiva técnica, os autores concluíram que a atividade de repotenciação no Brasil deveria focar inicialmente em turbinas com menos de 2 MW, atualmente distribuídas em 179 parques eólicos no país, e que, em um cenário de contínuo decréscimo de tarifas de venda de energia nos leilões, a repotenciação poderá se tornar atrativa economicamente, mesmo antes do fim da vida útil das turbinas.

3.0 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

A experiência internacional mostra que aspectos regulatórios, econômicos, ambientais, subsídios financeiros e evolução tecnológica são fatores que influenciam nas iniciativas desenvolvidas. Na Europa observam-se muitas experiências de extensão da vida útil e repotenciação total, enquanto nos Estados Unidos a prática de repotenciação parcial vem sendo adotada com frequência.

A partir da aprovação do *Green Deal* em 2020, objetivando tornar a União Europeia neutra em termos climáticos até 2050, verifica-se a necessidade de aumentar participação de energias renováveis para atingir as metas climáticas, havendo incentivos para repotenciação das usinas eólicas e regulamentações para descomissionamento e em alguns países são exigidos certificados de inspeção e segurança para a extensão da vida útil. Em contrapartida, ainda se encontram dificuldades com as licenças ambientais e a demora no processo.

Segundo dados do WindEurope 2022, estima-se que nos próximos cinco anos (2023-2027), 51 GW de fonte eólica atinjam 20 anos ou mais de operação, exigindo assim uma decisão sobre as possibilidades de repotenciar, prolongar a vida útil ou serem descomissionados. Dentro deste total, espera-se que 3,2 GW sejam repotenciados e 2,4 GW totalmente descomissionados (Figura 2). Esta avaliação é mais baixa do que as apresentadas em anos anteriores, já que os altos preços da eletricidade na Europa impulsionaram as perspectivas econômicas de parques eólicos mais antigos. Restarão ainda 45 GW a serem avaliados em relação a possível extensão de vida útil.

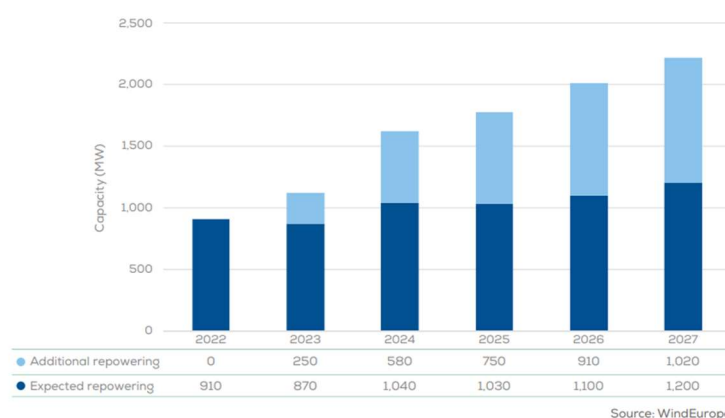


Figura 2 - Estimativa de potência adicional por repotenciação na Europa, 2022-27. Fonte: Wind Europe 2022

Nos Estados Unidos verifica-se uma tendência pela busca por repotenciação parcial, devido a créditos fiscais e à evolução tecnológica dos aerogeradores. Em 2021, um total de 12 parques eólicos totalizando 769 turbinas e 1.600 MW de potência e com tempo de operação entre 7 e 16 anos passaram por repotenciação parcial (Figura 3). Em referência a repotenciação total, no ano de em 2020, parques totalizando 343 turbinas e potência de 120 MW foram descomissionados e substituídos por 50 turbinas novas totalizando 148 MW de potência instalada, o que demonstra um ritmo mais lento apesar de manter a tendência.

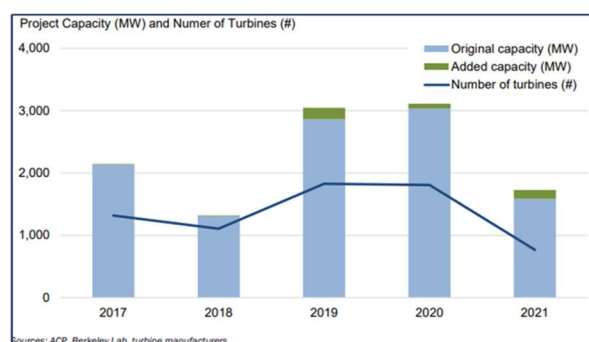


Figura 3 - Capacidade e número de turbinas: repotenciação parcial. Fonte: DOE, 2022

Segundo o Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition (DOE), a repotenciação mais comum, realizada em 2021, foi a substituição de pás mais curtas por mais longas, além de pequenas alterações capacidade nominal das turbinas. Conforme apresentado na Figura 4, verifica-se que os diâmetros do rotor aumentaram bastante, diferentemente das alturas do rotor. As pequenas mudanças na capacidade das turbinas e maiores diâmetros de rotor, observa-se uma diminuição significativa na potência específica média, para os projetos que passaram por repotenciação.

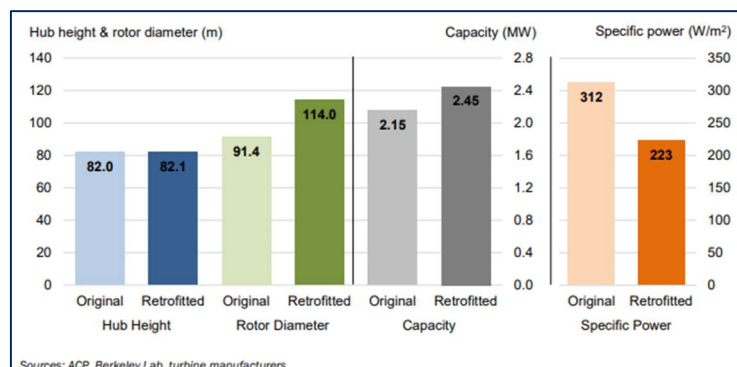


Figura 4 - Alterações médias das características de turbinas que passaram por repotenciação parcial em 2021. Fonte: DOE, 2022

O estudo de Wiser & Bolinger (2019) indicou que proprietários de parque eólicos norte-americanos estimam uma vida operacional de cerca de 30 anos para os seus projetos mais recentes. Muitos deles atribuem esse aumento da expectativa da vida útil à maturidade e robustez da tecnologia e à melhor compreensão das práticas de operação e manutenção dos desgastes e da performance das máquinas. Para o prolongamento da vida útil pode ser necessário adquirir novas autorizações e estabelecer novos contratos, mediante uma avaliação dos riscos econômicos, ambientais e legais. É necessário, também, certificar-se que os componentes dos aerogeradores continuarão disponibilizados no mercado, para garantir a segurança e continuidade operacional do parque.

4.0 ALTERNATIVAS AO FINAL DA VIDA ÚTIL

O ciclo de vida de parques eólicos se inicia com a validação do local onde o empreendimento será instalado, suas fases de construção e de operação, até a fase de finalização da vida operacional esperada. Neste momento, existem duas alternativas: aumento do tempo do ciclo de vida de operação (com ou sem repotenciação) ou descomissionamento e desativação total do parque (Ornelas; Tofaneli; Santos, 2019).

Como todo equipamento eletromecânico, os aerogeradores possuem uma vida útil de funcionamento prevista em projeto que depende tanto da durabilidade dos componentes como também das condições climáticas e operacionais a que essas turbinas forem submetidas ao longo do período de operação. De acordo com a norma IEC 61400-1, recomenda-se que o projeto de um aerogerador tenha vida útil mínima de 20 anos, sendo esse o tempo considerado nos cálculos, modelagens numéricas e testes.

Vale ressaltar que as condições climáticas e operativas consideradas no projeto podem diferir das condições reais de operação dos equipamentos. Assim, com o passar dos anos, as turbinas eólicas tendem a reduzir a sua eficiência de operação já que o desgaste dos equipamentos implica em um aumento da periodicidade de manutenções. A título de ilustração, Staffell & Green (2014) calcularam que os fatores de capacidade de 282 parques do Reino Unido reduziram a uma taxa de aproximadamente 1,6% por ano de operação.

Desta forma, é indicado realizar uma avaliação técnica do estado dos aerogeradores e demais componentes do parque eólico e estabelecer o procedimento a ser adotado posteriormente. Ao se aproximar do fim da vida útil do projeto, as opções técnicas para um parque eólico são modernizar o parque ou descomissionar.

4.1 MODERNIZAÇÃO

Consiste na promoção de intervenções que resultem em aumento de produtividade e eficiência do parque eólico, podendo trazer incremento na potência instalada, recuperação da capacidade original dos equipamentos ou, exclusivamente, melhorias nos equipamentos de controle e automatização da usina, melhorando assim os índices de disponibilidade de geração. Compõem processos de modernização:

a) Extensão da Vida Útil - também chamada de Reabilitação ou Retrofit, envolve a troca de componentes como gerador, caixa multiplicadora, mecanismos de controle de direção ou de frenagem, entre outros, com o objetivo de recuperar ou incrementar a performance original do projeto, estendendo o tempo de operação e a vida útil de seus componentes por prazo superior ao que foi inicialmente projetado. Segundo Ziegler et al. (2018) a extensão da vida útil costuma ser a opção escolhida quando não é possível, ou é economicamente inviável, repotenciar a usina. O principal benefício esperado é aumentar o retorno do investimento em um parque eólico, prolongando-se o seu fluxo de caixa, porém devendo-se considerar que os gastos com manutenção deverão aumentar, tendo em vista a maior necessidade de ações de reparo em equipamentos desgastados. Do ponto de vista ambiental, o uso dos equipamentos por mais tempo pode ser benéfico, evitando descartes desnecessários. No entanto, para o prolongamento da vida útil pode ser necessário adquirir novas autorizações e estabelecer novos contratos, o que implica em avaliações de risco econômico, ambiental e jurídicos.

b) **Repotenciação Parcial** - ocorre quando é possível realizar a substituição de grandes componentes, permitindo que o aerogerador aumente sua produção de energia. Essa substituição pode se dar pelo aumento do diâmetro do rotor, da potência instalada ou da altura do eixo do cubo, mas sendo mantida a mesma torre e fundação. Por se tratar de novos componentes, a repotenciação parcial acaba por se traduzir também em extensão de vida útil das turbinas. A repotenciação parcial permite o aumento da produção de energia, a disponibilidade das turbinas e a redução das cargas às quais elas são submetidas, além de aumentar a confiabilidade do projeto. Os custos de investimento são menores do que em uma repotenciação total, no entanto, o ganho de desempenho também é menor (Lantz; Leventhal; Baring-Gould, 2013). Alguns autores consideram a troca da nacelle e do rotor, mantendo fundação e torre, como repotenciação parcial (Lantz et al., 2013), enquanto, para outros, esse exemplo seria considerado como uma repotenciação total.

c) **Repotenciação Total** - Constitui-se na desmontagem e substituição completa do conjunto aerogerador, desmontagem/demolição das torres, com descomissionamento de toda a planta original e a implementação de outra configuração, permitindo a instalação de torres mais altas e turbinas de maior potência, proporcionando maiores fatores de capacidade. Segundo IWEA (2019) a repotenciação geralmente envolve a construção de novas fundações já que, normalmente, o tipo de turbina é alterado e pode envolver a substituição de alguns dos equipamentos elétricos caso haja aumento da potência do parque. A repotenciação de um parque eólico com novas turbinas leva o projeto de volta à fase inicial do seu ciclo de vida, sendo necessária a realização de novos estudos de viabilidade, projeto e de obtenção de novas licenças para construção e operação. Os principais ganhos da repotenciação total são a otimização do espaço do parque eólico, o aumento de capacidade, o aumento de eficiência, a redução de indisponibilidades, menores custos de operação e manutenção. Além disso, a repotenciação pode ser feita com o aproveitamento de parte da infraestrutura do projeto, como estradas e equipamentos de conexão, bem como possibilita a venda ou reciclagem dos equipamentos removidos.

As opções de modernização se destacam por manter a ocupação de áreas já utilizadas parques eólicos, preservando a geração de empregos local e a receita oriunda do arrendamento das terras e o pagamento de impostos.

4.2 DESCOMISSIONAMENTO E DESATIVAÇÃO

Consiste na desmontagem, descontaminação e preparação para destinação e disposição final dos aerogeradores e demais componentes do parque, de modo que sejam atendidos os requisitos legais de segurança e de preservação ou recuperação do meio ambiente. Todos os equipamentos referentes ao parque devem ser retirados, o que inclui aerogeradores, linhas de transmissão, transformadores, acessos e outros sistemas. Algumas vezes o empreendedor possui o capital necessário para uma repotenciação total de um parque descomissionado, mas opta por desativar o empreendimento e investir o capital na construção de um parque novo em outro local. Sob o ponto de vista ambiental, o descomissionamento é a opção que causa mais impacto.

De acordo com a American Wind Energy Association (2020), muitos governos estaduais e locais nos EUA exigem planos de descomissionamento, cujo objetivo final é restaurar a área ocupada pelo parque de forma a retorná-la ao mais próximo possível das condições prévias à sua instalação. Leaf (2019) propõe que as estratégias de descomissionamento estejam integradas no projeto e na instalação e impactos de longo prazo devem ser considerados. Essa autora ressalta ainda que, para garantir um processo de remoção sustentável, o ideal é que eventuais modificações ao longo da vida útil do projeto, tais como modernização, repotenciação ou trocas na administração do parque, sejam sempre registradas.

5.0 REPOTÊNCIAÇÃO TOTAL: PROINFA - SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

Por terem sido os primeiros do Brasil, os equipamentos instalados em parques oriundos do PROINFA são muito inferiores aos atuais, tanto em potência instalada quanto em altura e diâmetro do rotor. Com o objetivo de simular um parque existente, com potência instalada de 42 MW e passando por uma repotenciação total, ou seja, com troca de todos os aerogeradores e sem mudança da potência final instalada, foram realizadas simulações utilizando um local representativo do litoral nordeste e outro do litoral do sul do Brasil. Para as estimativas utilizou-se o software Windographer com dados reais de medição de vento, a cada 10 minutos, entre os anos de 2012 e 2019. Por ser um estudo simplificado não foi analisada a disposição final dos aerogeradores no terreno nem foram consideradas perdas, incluindo perdas por efeito esteira; e os resultados representam a produção bruta dos aerogeradores.

Para representar os parques antigos, foram considerados 2 modelos de aerogeradores instalados em parques no Brasil, com diferentes tecnologias. Para representar os parques atuais, foi utilizado um modelo de aerogerador fabricado no Brasil e instalado em alguns parques durante o ano de 2020. Além da mudança de turbina, também foi alterada a altura da captação do vento, considerando 80 metros para os parques antigos e 120 metros para o parque novo. Na Figura 5 são apresentados os dados considerados em cada simulação a curva de potência dos respectivos aerogeradores.

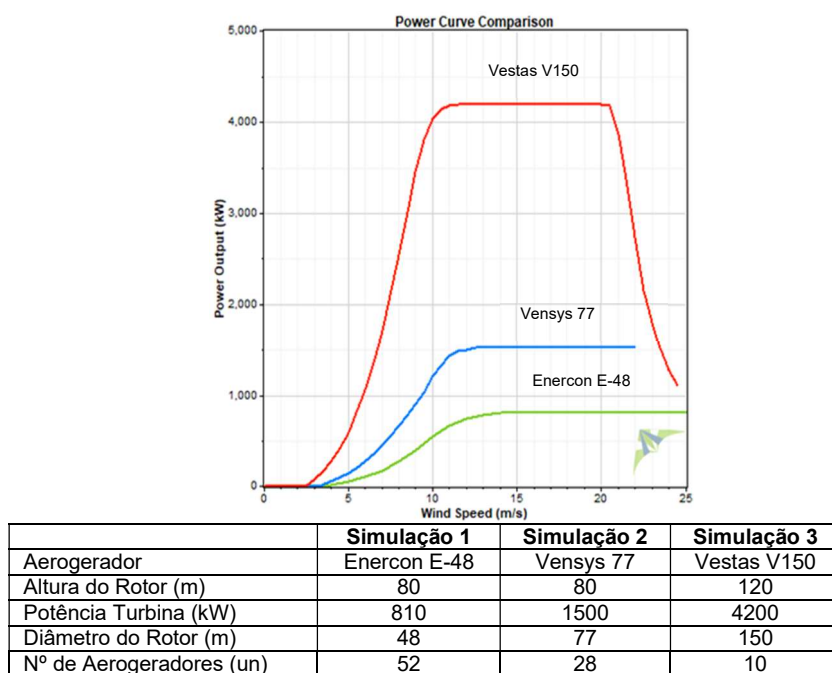


Figura 5 - Curvas de Potência e Modelos de Aerogeradores utilizados.

Fonte: elaboração própria a partir dos catálogos dos fabricantes

Para o litoral do nordeste, observou-se um aumento médio entre 21 e 28 pontos percentuais no fator de capacidade do novo parque. Assim, um parque instalado com a tecnologia atual geraria, em média, de 58% a 96% a mais de energia que os parques anteriores. Na Figura 6, pode-se observar as diferenças de fator de capacidade mensais e anuais dos parques.

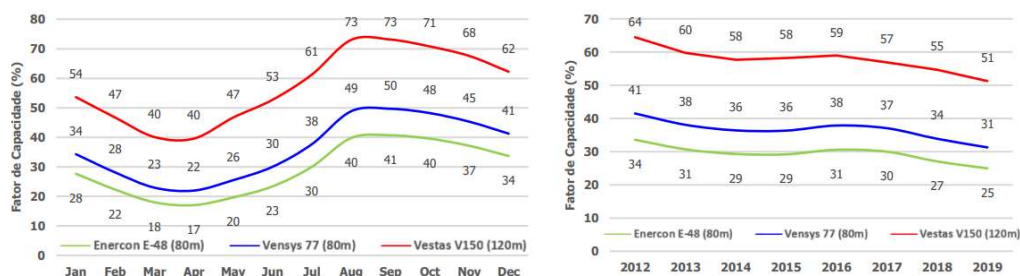


Figura 6 - Simulação para Litoral Nordeste - Fator de Capacidade mensal e anual

Nas simulações no litoral do sul do Brasil, observou-se um aumento entre 13 e 18 pontos percentuais no fator de capacidade do novo parque e aumento de geração, em média, 42% a 70%. Na Figura 7 são apresentadas as diferenças de fator de capacidade mensais e anuais dos parques.

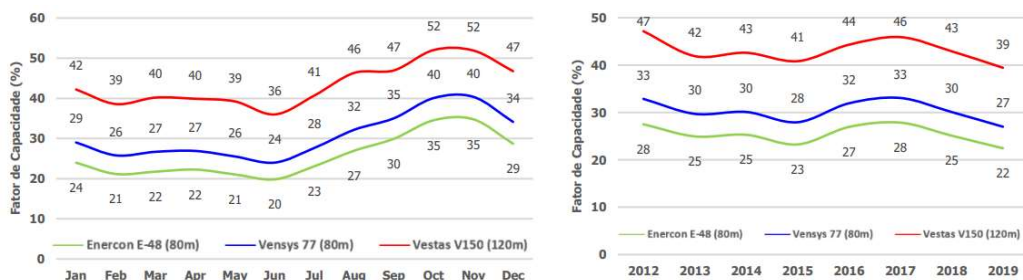


Figura 7 - Simulação para Litoral Sul – Fator de Capacidade mensal e anual

Portanto, a eventual repotenciação desses parques resultaria em maior produção de energia com utilização de menor número de aerogeradores e possibilidade de aumento de geração de energia entre 42% e 96%.

5.0 CONCLUSÃO

Recentemente a Lei nº 14.182/2021 possibilitou a prorrogação dos contratos do PROINFA por 20 anos, mediante apuração dos benefícios tarifários, a preços de 2019 corrigidos pela inflação, podendo estimular a modernização destas usinas. Ainda que esta medida se aplique a um conjunto específico de empreendimentos, e dependa do interesse do agente, entende-se que não existe impedimento legal para que os parques continuem a operar após o prazo final dos contratos no ambiente regulado, desde que estejam regularizados perante o poder concedente e demais órgãos. Os empreendimentos têm possibilidades de comercializar energia tanto no ambiente livre como regulado, além da possibilidade de liquidação de energia a PLD. Também não foi identificada na regulação existente, qualquer regra ou norma que padronize ou exija ações dos proprietários dos parques eólicos existentes quanto a alternativa a ser adotada para seus ativos, ao final do período de operação comercial dos mesmos.

Adicionalmente, foi publicada em 17/02/2023, a Nota Técnica nº 39/2023-SEM/SGT/ANEEL, que analisa a possibilidade de benefícios tarifários decorrentes da prorrogação dos contratos do PROINFA, em atendimento ao disposto na Lei nº 14.182/2021. Segundo a Nota e conforme destacado na Figura 8, a partir da metodologia de análise adotada, foi possível concluir que haverá benefício tarifário para o consumidor, no caso de prorrogação dos contratos de energia, com destaque para a energia eólica. Por este processo estar em andamento e pelos projetos eólicos do PROINFA serem os primeiros a terem seus contratos encerrados no ACR, os resultados decorrentes deste processo podem ditar o rumo dos projetos existentes.

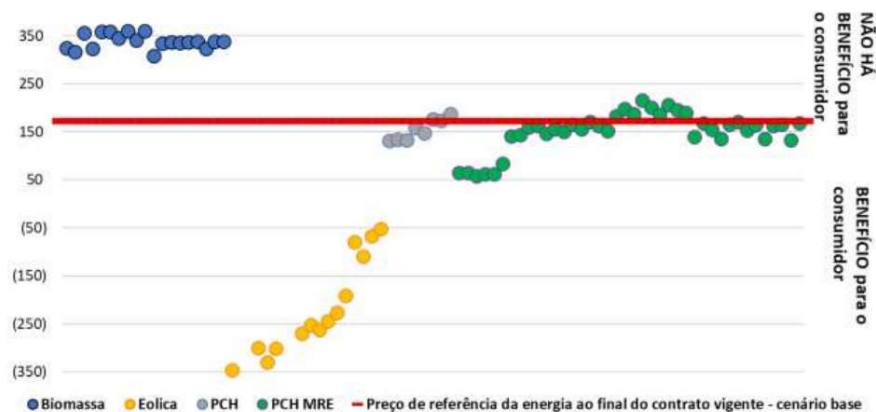


Figura 8 – Avaliação de benefícios na prorrogação de contratos do PROINFA. Fonte: ANEEL

Do ponto de vista do planejamento energético a substituição de fontes de geração de energia em fim de vida útil (técnica ou econômica) por novos empreendimentos requer previsibilidade. Ainda não foram realizados muitos estudos sobre questões relativas ao fim de vida operacional de parques eólicos no Brasil, portanto existem numerosas formas de abordagem futuras. Destacamos a importância de estudos que tratem dos seguintes aspectos:

- Análise econômica das possibilidades, considerando os diferentes tipos de contratação, a vida útil de cada componente, custos de manutenção e descomissionamento, além da comparação de custos com outras fontes.
- Estudo dos benefícios e desafios de cada alternativa para o país como um todo e para o consumidor de energia elétrica (incluindo a questão ambiental).
- Avaliação de como o planejamento será afetado e se é possível contar com a geração desses parques. Ressalta-se também a necessidade de avaliar os possíveis efeitos operativos no Sistema Interligado Nacional e as consequências da desativação de muitas usinas eólicas, para o Sistema Elétrico Brasileiro, inclusive no planejamento da transmissão.

Desta forma, conclui-se que questões referentes ao fim da vida útil operacional de parques eólicos estão se tornando cada vez mais relevantes no Brasil e os agentes devem começar a se planejar. Avaliações econômicas diante das oportunidades regulatórias e tecnológicas possíveis serão preponderantes na decisão dos empreendedores. Especial atenção deve ser dada às atividades de descomissionamento e disposição de resíduos que necessitam ser planejadas com antecedência.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Wind Energy Association – AWEA. Decommissioning. 2020. Disponível em: <https://www.awea.org/policy-and-issues/project-development/state-and-local-permitting/decommissioning>. Acesso em: 24 out. 2020.

ANEEL. NT NOTA TÉCNICA Nº 39/2023-SRM/SGT/ANEEL, de 17 de fevereiro de 2023. Processo: 48500.005054/2021-90. Assunto: Benefícios tarifários decorrentes da prorrogação de contratos do PROINFA. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021- Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), altera as Leis [...], e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [2021]. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: 6 jun. 2023.

BONA, J. C., FERREIRA, J. C., DURAN, J. O. Analysis of scenarios for repowering wind farms in Brazil, Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 135, 2021, 110197 Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304871>. Acesso em: 13 nov. 2020.

CCEE. Resultado Consolidado dos Leilões - 05/2023. São Paulo: Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 12 jun. 2023.

DOE - US Department of Energy - Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition. Disponível em: [Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition \(energy.gov\)](https://www.energy.gov/land-based/wind-market-report-2022). Acesso em: 09 jun.2023.

Eletrobras. Plano Anual do PROINFA - PAP2020. Rio de Janeiro, 2019.

EPE. Projetos eólicos nos leilões de energia. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-468/NT_EPE-DEE-NT-017-2020-r0.pdf. Acesso em: 10 jun. 2020.

EPE (2023). Caderno de Tecnologias de Geração 2023. Empresa de pesquisa Energética - EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-745/Caderno%20de%20Tecnologias%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%202023.pdf>. Acesso em 09 jun. 2023.

EPE (2021). Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-012/2021-r0 – Empreendimentos eólicos ao fim de vida útil – situação atual e alternativas futuras. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-563/NT-EPE-DEE-012-2021.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2023.

International Electrotechnical Commission - IEC. IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, 3ª edição, 2005.

IWEA – Irish Wind Energy Association. Lifecycle of an Onshore Wind Farm. IONIC Consulting. 2019. Disponível em: <https://www.iwea.com/images/files/iwea-onshore-wind-farm-report.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2020.

LANTZ, E., LEVENTHAL, M., & BARING-GOULD, I. (2013). Wind Power Project Repowering: financial Feasibility, decision Drivers, and Supply Chain Effects. Denver: NREL.

LEAF, C. 2019. Wind farms: Why decommissioning must form part of the plan. Environment Journal Disponível em: <https://environmentjournal.online/articles/wind-farms-why-decommissioning-must-form-part-of-the-plan/>. Acesso em: 24 nov. 2020.

ORNELLAS, L. F., TOFANELI, L. A., & SANTOS, A. Á. Aspectos do Gerenciamento da etapa de encerramento do contrato de geração de energia eólica no Brasil, com enfoque na Bahia. Em I. Winkler, L. L. Guarieiro, J. D. Barbosa, A. Á. Santos, J. P. Anjos, K. K. Amparo, & I. S. Figueiredo. Ciência, Tecnologia e Inovação: Desafio para um mundo Global. Ponta Grossa: Atena Editora, 2019.

STAFFELL, I; GREEN, R. 2014. How does wind farm performance decline with age? Renewable Energy, v. 66, 775-786. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>. Acesso em: 20 nov. 2020.

Wind Europe. Wind Energy in Europe 2022: statistics and the outlook for 2023-2027. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/>. Acesso em: 13 de jun. 2023

WISER, R. H., e BOLINGER, M. Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind. Lawrence Berkeley National Laboratory. 2019. Disponível em: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/opex_paper_final.pdf. Acesso em: 10 jul. 2020.

ZIEGLER, L., GONZALES, E., RUBERT, T., SMOLKA, U., & MELERO, J. J. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany. Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 11, 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.100>. Acesso em: 20 jul. 2020.

DADOS BIOGRÁFICOS

(1) PAULA MONTEIRO PEREIRA.

Formada em Engenharia Civil pela Universidade Federal Fluminense e pós-graduada em Engenharia Sanitária e Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalha na EPE desde 2007 na área de projetos de geração de energia elétrica, tendo participado do processo de habilitação técnica dos leilões de geração e de estudos relacionados às fontes hidráulica, eólica e solar fotovoltaica. Atualmente é responsável pelo Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas - Sistema AMA.

(2) JOSINA SARAIVA XIMENES. Formada em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal da Bahia. Trabalha na EPE desde 2015 na área de projetos de geração de energia elétrica, tendo participado do processo de habilitação técnica dos leilões da geração e de estudos relacionados às fontes eólicas e solar fotovoltaica. Atualmente está finalizando sua dissertação de mestrado no Programa de Engenharia Mecânica da COPPE-UFRJ.

(3) GUSTAVO PIRES DA PONTE. Engenheiro Mecânico formado pela Universidade de Brasília em 2008, com pós-graduação em Engenharia de Tubulações pela PUC-Rio (2010) e mestre em Engenharia Urbana e Ambiental pela Universidade Técnica de Braunschweig, da Alemanha (2019). Atua há 15 anos no setor elétrico, atualmente como Superintendente Adjunto de Geração na Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Com experiência em planejamento energético e projetos hidrelétricos, termelétricos, solares, eólicos e de armazenamento.

(4) ANDERSON DA COSTA MORAES. Formado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal Fluminense, com Especialização em Engenharia da Qualidade e MBA em Economia Empresarial pela mesma instituição. Trabalha na EPE desde 2008 na área de Planejamento da Geração de Energia Elétrica, tendo participado do processo de habilitação técnica dos leilões da geração e de estudos relacionados às fontes renováveis de energia.

(5) HELENA PORTUGAL GONÇALVES DA MOTTA. Formada em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Mestre e Doutora em Geotecnia pela COPPE-UFRJ. Trabalha na EPE desde 2011 na área de projetos de geração de energia elétrica, participando do processo de habilitação técnica dos leilões da geração, planejamento dos Sistemas Isolados e de estudos relacionados às fontes energéticas, principalmente eólica, biogás e RSU.

(6) DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA. Engenheiro eletricitista desde 2007 pela Universidade Federal do Ceará. Especialização em Energia pela COPPE/UFRJ, 2012. Pós em Engenharia Elétrica pelo PROMINP UERJ-2012. Mestre em Políticas Públicas pelo Instituto de Economia da UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética desde 2007 nas áreas de hidrelétrica, eólica, fotovoltaica e atualmente com planejamento energético.

(7) MAURO REZENDE PINTO. Engenheiro Mecânico, formado na Universidade Gama Filho - UGF, com pós-graduação em Máquinas Navais e Offshore (COOPPE/UFRJ), e Curso de Extensão em Planejamento Energético (COPPE/UFRJ). Trabalhando desde 2008 na EPE, tendo participação em: Estudos de geração de energia elétrica nas etapas de Inventário e Viabilidade de usinas hidrelétricas; Análise de projetos de usinas termelétricas, eólicas e fotovoltaicas para participação nos Leilões de Energia Elétrica; Elaboração de Notas Técnicas subsidiando os estudos e projetos de geração de energia para apoio à elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro.