



Empresa de Pesquisa Energética

# **Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil**

*Situação Atual e  
Alternativas Futuras*

**Fevereiro de 2021**

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Albuquerque

**Secretária-Executiva do MME**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Paulo Cesar Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**

Rodrigo Limp Nascimento

**Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

Jose Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**

Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ângela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"  
Ministério de Minas e Energia - Sala 744  
Brasília – DF - CEP: 70.065-900

**Escritório Central**

Praça Pio X, 54 – 7º Andar  
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

# EXPANSÃO DA GERAÇÃO

## Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil

### *Situação Atual e Alternativas Futuras*

**Coordenação Geral**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

**Equipe Técnica**

Anderson da Costa Moraes

Diego Pinheiro de Almeida

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Glauce Maria Lieggio Botelho

Gustavo Pires da Ponte

Helena Portugal Gonçalves da Motta

Josina Saraiva Ximenes

Luisa Domingues Ferreira Alves

Mauro Rezende Pinto

Paula Monteiro Pereira

Robson de Oliveira Matos

Verônica Souza da Mota Gomes

**Nº. EPE-DEE-NT-012/2021-r0**

Data: 08 de fevereiro de 2021

## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> <b>EXPANSÃO DA GERAÇÃO</b>		
<i>Estudo</i> <b>Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil</b>		
<i>Macro atividade</i> <b>Situação atual e alternativas futuras</b>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	08/02/2021	Emissão original

---

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>ALTERNATIVAS AO FINAL DA VIDA ÚTIL</b>	<b>8</b>
2.1	Modernização	9
2.2	Descomissionamento e Desativação	13
2.3	Considerações sobre a Escolha da Alternativa	19
<b>3</b>	<b>EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL</b>	<b>21</b>
3.1	Europa	21
3.2	Estados Unidos	27
3.3	Índia	28
3.4	China	28
<b>4</b>	<b>PARQUE EÓLICO BRASILEIRO</b>	<b>29</b>
4.1	Equipamentos	32
4.2	Análise Energética	33
<b>5</b>	<b>QUESTÕES REGULATÓRIAS E COMERCIAIS</b>	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES RELATIVAS AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO</b>	<b>44</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>47</b>
<b>8</b>	<b>ESTUDOS FUTUROS</b>	<b>49</b>
<b>9</b>	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>50</b>
	<b>APÊNDICE</b>	<b>57</b>

---

## 1 INTRODUÇÃO

Os primeiros parques eólicos brasileiros foram instalados nos anos 90. A tecnologia da época trabalhava com altura do eixo do cubo menor que 50 metros e turbinas com potência inferior a 1 MW. Assim foi o início da indústria eólica brasileira.

Em 2002 foi instituído 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 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<sub>médios</sub>) de energia contratada para o ano de 2020 (Eletrobras, 2019).

Posteriormente, os Leilões de Energia<sup>1</sup> foram o principal mecanismo para expansão da fonte, resultando em 746 projetos eólicos contratados e totalizando aproximadamente 8.000 MW<sub>médios</sub> de energia, em 22 leilões realizados desde 2009, com expressiva redução de preços de energia comercializada (EPE, 2020; CCEE, 2020). Nesse período houve significativo avanço tecnológico dos aerogeradores<sup>2</sup> com aumento da altura das torres, diâmetro dos rotores e maior potência unitária. Recentemente, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) também tem atraído investimentos em parque eólicos. Todos esses mecanismos (PROINFA, Leilões e projetos do ACL) resultaram em uma capacidade instalada atual de mais de 16 GW (ANEEL, 2020) e com isso, a participação da eólica na matriz elétrica brasileira saltou de 0,2% em 2002 para 9% em 2019, sendo a terceira fonte em capacidade instalada e a segunda dentre as renováveis. Até 2029 estima-se que esse número chegue a 17%, atingindo cerca de 40 GW (MME/EPE, 2020).

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 90 já atingiram essa idade. Já os primeiros projetos contratados no âmbito do PROINFA atingirão esse tempo nos próximos 5 anos. Até 2030, mais de 50 parques alcançarão a faixa dos 20 anos de operação, representando mais de 600 aerogeradores e de 940 MW de potência.

Assim, evidencia-se a importância em discutir possíveis ações após esse período, sejam elas de manutenção, modernização ou descomissionamento dos parques eólicos instalados. Os

---

<sup>1</sup> Utiliza-se "Leilões de Energia" indistintamente neste documento como referência aos Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Energia de Reserva.

<sup>2</sup> Sobre a evolução dos projetos cadastrados para os Leilões de Energia, consultar a Nota Técnica disponível em: <https://bit.ly/EOL-2020>

---

países pioneiros no uso de energia eólica já passaram por este desafio e, por isso, é importante avaliar as lições aprendidas nestes mercados.

Busca-se, portanto, por meio desta Nota Técnica, identificar desafios, oportunidades e possibilidades para essas usinas.

Esta Nota Técnica está dividida em 7 Capítulos. As alternativas ao final da vida útil são apresentadas no Capítulo 2, considerando modernização ou descomissionamento dos parques. No Capítulo 3, são mostradas algumas experiências internacionais importantes neste contexto. Nos capítulos seguintes são apresentadas análises para o mercado brasileiro, considerando a situação do estoque atual de aerogeradores (Capítulo 4), questões comerciais e regulatórias (Capítulo 5) e de planejamento energético (Capítulo 6) e, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões do estudo.

---

## 2 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 de componentes específicos como gerador, caixa multiplicadora, pás, entre outros; como também das condições climáticas e operacionais a que essas turbinas forem submetidas ao longo do período de operação, como velocidade do vento e rajadas máximas, modos de operação, entre outros fatores. De acordo com a norma IEC 61400-1, recomenda-se que o projeto de um aerogerador tenha vida útil mínima de 20 anos. Esse é o tempo considerado nos cálculos, modelagens numéricas, testes em laboratórios com protótipos e ensaio de resistência mecânica dos componentes e experiências/observações no campo, avaliando o histórico de defeitos e avarias de equipamentos desenvolvidos, anteriormente, por este mesmo fabricante a ser convertido e expressado em forma de número de horas de funcionamento.

Vale ressaltar que as condições climáticas e operativas consideradas no projeto tendem a diferir das condições reais de operação dos equipamentos. Deste modo, a vida operacional do equipamento pode ser maior ou menor que a vida útil do projeto. Outro aspecto é que, 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.

Assim, após o período de operação previsto em contrato e com todas as etapas de manutenção tendo sido realizadas, é indicado realizar uma avaliação técnica do estado dos aerogeradores e demais componentes do parque eólico e, com esse resultado, proceder-se um estudo para estabelecer o procedimento a ser adotado. Desse modo, ao se aproximar do fim da vida útil de projeto, as opções são:

- Modernizar o parque por meio de:
  - Extensão da vida útil operacional das turbinas;
  - Repotenciação parcial;

- 
- Repotenciação total.
  - Descomissionar o parque.

É importante destacar que é possível adotar soluções mistas em que parte dos equipamentos são descomissionados e repotenciados e parte deles tem a sua vida operacional estendida. Destaca-se não haver consenso na literatura quanto à terminologia dessas alternativas, sendo que alguns conceitos podem se misturar. Nas seções seguintes serão apresentadas as terminologias adotadas neste estudo.

## **2.1 Modernização**

Consiste na promoção de intervenções que resultem em aumento de produtividade e eficiência do parque eólico, podendo trazer incremento da 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. A extensão de vida útil e a repotenciação são consideradas ações de modernização.

### **2.1.1 Extensão da Vida Útil**

A extensão da vida útil também pode ser chamada de Reabilitação ou *Retrofit* e 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.

Como será apresentado no Capítulo 3, muitas usinas europeias tiveram sua vida útil estendida. Além disso, o estudo de Wisler & Bolinger (2019) indica 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.

Para a análise de segurança operacional, é necessário inspecionar a integridade dos componentes da turbina com o intuito de avaliar o risco de falha na operação. A probabilidade de falhas de cada componente deve estar em um nível adequado. Em alguns casos, o estado dos equipamentos permite a utilização por mais tempo e, em outros, a substituição é indicada. Corrosão, desgaste por atrito das partes móveis, trincas e quebras por fadiga em componentes mecânicos, bem como curtos e sobrecargas em circuitos elétricos são avarias comuns em equipamentos submetidos a longos períodos de operação contínua, que devem ser observadas antes da decisão pela troca do aerogerador ou pela extensão da vida útil dele.

Atenta a essa questão, a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) está elaborando a norma IEC TS 61400-28 - *Wind energy generation systems - Part 28: Through life management and life extension of wind power assets*, que tratará da gestão ao longo da operação e extensão da vida de parques eólicos, com previsão de publicação para o final de 2021. Orientações sobre extensão da vida útil já foram publicadas<sup>3</sup> e, de uma maneira geral, tratam de análises e simulações de cargas, principalmente de fadiga no aerogerador e seus componentes, a partir de dados dos equipamentos e do histórico da operação e da manutenção. Com essas análises determina-se a possibilidade de extensão da vida útil e estima-se as ações necessárias para a operação segura e eficiente das máquinas como, por exemplo, a substituição e reparo de alguns componentes, a frequência de inspeções e de manutenção.

### 2.1.2 Repotenciação Parcial

A repotenciação parcial ocorre quando é possível realizar a substituição de grandes componentes, permitindo que o aerogerador aumente sua produção de energia. Essa

---

<sup>3</sup> <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2016-03/DNVGL-ST-0262.pdf>;  
<https://standardscatalog.ul.com/ProductDetail.aspx?productId=UL4143>

---

substituição pode se dar pelo aumento do diâmetro do rotor, pelo aumento da potência instalada ou da altura do eixo do cubo, mas sendo mantidas 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 nacela 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.

### 2.1.3 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 também 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 oriundos 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. Além disso, Wind Europe (2017) aponta que as turbinas mais novas são capazes de prover serviços de suporte à rede, garantindo a melhor integração do recurso eólico variável nas redes de eletricidade em comparação com as máquinas antigas, contribuindo para a estabilidade e flexibilidade do sistema. Quando comparada ao investimento em um parque novo em outro local, a repotenciação apresenta como vantagem o fato de que as condições de vento, as características do terreno e da região já serem bem conhecidas (Baak, 2019).

---

Martínez et al. (2018) realizaram a análise do processo de repotenciação de um parque eólico na Espanha em que 37 turbinas de 660 kW seriam substituídas por 17 turbinas de 2 MW, acrescentando 40% de potência instalada ao projeto. Ao considerar, por um lado, as emissões de gases de efeito estufa geradas pelo ciclo de vida das turbinas, sistema elétrico e subestação e, por outro, as emissões evitadas pelo aumento da geração de eletricidade por fontes renováveis, o resultado indicou que o balanço ambiental foi favorável à repotenciação.

Diferente do descomissionamento e desativação total do parque, a repotenciação preserva empregos locais e mantém o fornecimento de receitas de arrendamento de terras aos proprietários das mesmas e aos municípios (impostos locais provenientes dos parques eólicos em operação) (Wind Europe, 2017).

Para repotenciação total ou parcial podem ser necessárias melhorias e alargamentos nas estradas de acesso para passagem de equipamentos pesados visto que, em ambos os casos, por se tratar de aerogeradores, torres e pás de maiores dimensões, os guindastes e estruturas de desmontagem e montagem utilizados para a troca dos mesmos, também deverão ter dimensões e capacidade de carga mais avantajados do que as utilizadas na construção do projeto original. A capacidade de escoamento da energia na região pode limitar a possibilidade de repotenciação e, portanto, também deverá ser avaliada. Como haverá a retirada de equipamentos deve-se atentar para os custos de desmontagem, descontaminação e preparação para a destinação final das peças retiradas, além da recuperação dos locais.

A viabilidade de um investimento em repotenciação deve ser avaliada pelo empreendedor e depende de características específicas de cada projeto, da regulação e das oportunidades disponíveis.

### **Efeito Esteira**

Na repotenciação parcial ou total em que haja aumento do diâmetro do rotor ou da altura do eixo do cubo, especial atenção deve ser prestada à interferência entre turbinas. O aumento de interferências afeta a produção do parque eólico, devendo ser estudado o *layout* de modo a melhor aproveitar a energia disponível. Havendo parques próximos, com distâncias de até 20 vezes a altura máxima da pá considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10% (dez por cento), será necessária a concordância dos proprietários dos mesmos para a instalação dos novos equipamentos ou estudo que comprove a ausência de interferência, conforme disposto na resolução normativa ANEEL nº 876, de 2020.

---

## 2.2 Descomissionamento e Desativação

Em alguns casos a repotenciação ou a extensão da vida útil não se mostram atrativas, sendo a última opção o descomissionamento/desativação do parque. Essa decisão 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, essa decisão acarreta maiores impactos ambientais (Machuca, 2015).

As etapas que orientam o descomissionamento de um parque eólico variam de acordo com suas características técnicas e tempo de operação, bem como se a finalidade e o objetivo desta ação se destinam à utilização futura e instalação do aerogerador em outro local ou, ainda, se o objetivo é a desmontagem de todos dos componentes para reutilização, revenda, reciclagem ou inutilização. O descomissionamento pode ser feito de diferentes formas: as torres podem ser demolidas ou os componentes podem ser desmontados, para possibilitar a revenda das peças acarretando um processo mais cuidadoso e lento. As etapas podem ser descritas conforme disposto a seguir (CanWEA 2020):

**Desmontagem para reutilização** – Este procedimento envolve uma inspeção de todas as partes antes da remoção das pás, nacelle, torres e os sistemas de controle do parque. Requer a montagem de estruturas de sustentação, uma equipe com mão de obra multidisciplinar (eletromecânica, instrumentação e controle etc.), guindastes de movimentação de cargas e toda uma logística associada à desmontagem eletromecânica. Após a retirada dos equipamentos todos os componentes deverão ser acondicionados adequadamente e preservados, visando ao transporte e reutilização futura em outro site.

**Desmontagem para revenda, reciclagem ou inutilização** - Neste tipo de descomissionamento, os componentes são desmontados para serem destinados a outros usos ou descartados. O processo é mais rápido que a desmontagem para a reutilização, pois não requer as etapas de inspeção, preservação e acondicionamento para transporte dos componentes. Mesmo assim, é necessária toda uma logística de mobilização e posterior desmobilização de guindastes, máquinas e equipamentos.

**Demolição** - as torres são derrubadas e o objetivo final será a remoção dos componentes destruídos e a limpeza dos detritos dentro do sítio. Esse processo substitui a remoção de

---

partes individuais, subtraindo a necessidade e os custos de mobilização de guindastes, gruas e outros equipamentos de montagem e desmontagem de parques eólicos.

### 2.2.1 Aspectos legais e socioambientais

Independentemente da abordagem, é recomendável a elaboração de um plano de descomissionamento que inclua as seguintes atividades:

- Levantamento junto ao órgão ambiental das normativas legais aplicáveis e dos estudos e medidas necessárias à mitigação de impactos negativos do procedimento, incluindo programas que beneficiavam a população local e que cessarão com a desativação. A participação da população nessa discussão é desejável, conforme apontado por Tereza (2019) em um levantamento realizado junto a dez órgãos ambientais estaduais no Brasil.
- Verificação das condições das estradas de acesso ao parque e das vias de serviço para permitir a passagem de estruturas e equipamentos, tais como guindastes, caminhões e equipamentos de movimentação de carga.
- Estabelecimento de conjuntos de estruturas metálicas e de guindaste temporários em torno de cada turbina.
- Em caso de desmontagem para revenda, reciclagem ou inutilização ou demolição, se faz necessária a separação e a correta destinação dos resíduos (ver item 2.2.2 a seguir).
- Após a conclusão do descomissionamento do equipamento acima do solo, a depender do exigido pelo órgão ambiental, poderá ser necessária a remoção de componentes subterrâneos (cabos e caixas de passagem), além da demolição e remoção das fundações em aço e concreto, com a posterior restauração do terreno.

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.

A construção ou ampliação de estradas localizadas na região de instalação dos parques eólicos é considerada um impacto positivo, pois traz melhoria da infraestrutura viária (Espécie et al., 2018). A presença dessas estradas pode trazer benefício também ao

---

transporte das peças e equipamentos descomissionados, no entanto, o empreendedor deverá observar a necessidade de novas ampliações, caso seja necessária a circulação de veículos maiores. Outro ponto que deve ser observado é o potencial de geração de poeira e ruído associado à circulação de caminhões, para o qual deverão ser aplicadas medidas mitigadoras cabíveis, à semelhança da fase de instalação. Já as vias de serviço internas ao parque, no descomissionamento, poderão demandar recuperação ambiental, a depender das condições ecológicas e de uso do solo atual e intencionado para a propriedade.

Schreiner & Condonho (2018) ressaltam que a desativação dos parques não é contemplada no licenciamento ambiental trifásico e sugerem a criação de uma quarta fase de licenciamento com a emissão de licença de desinstalação para esse tipo de empreendimento. Em uma pesquisa em que participaram dez órgãos estaduais responsáveis pelo licenciamento ambiental *onshore* no Brasil, o tema repotenciação e descomissionamento de parques eólicos foi considerado relevante por todos esses órgãos ambientais (Tereza, 2019). Sobre integrar o descomissionamento ao licenciamento ambiental, metade dos participantes foi a favor da criação de uma licença de desinstalação, enquanto a outra metade acredita que o descomissionamento deva ser uma etapa prevista no licenciamento da operação. A avaliação de experiências internacionais demonstrou que metade dos participantes prefere que haja uma contribuição do empreendedor para um fundo monetário direcionado à desativação dos parques eólicos e para a restauração ambiental como condição para a emissão da licença de instalação. Outros apontaram que seria importante a elaboração de um plano de desativação que antecederesse à construção do parque.

Uma questão que deve ser enfrentada diz respeito a sobre em quem recai o **ônus de fazer o descomissionamento**. Em que pese o disposto na Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), discutida adiante, percebe-se a ausência de regulamentação específica sobre o descomissionamento de parques eólicos no Brasil. A matéria acaba sendo tratada caso a caso, mediante acordo de vontades entre o empreendedor e o proprietário do terreno onde o parque eólico foi ou será instalado.

Ao analisar a documentação dos projetos cadastrados na EPE para habilitação técnica e participação nos Leilões de Energia, verifica-se que a maior parte dos contratos que regulam o direito de usar e dispor dos locais de instalação dos empreendimentos eólicos prevê que o descomissionamento é uma obrigação do empreendedor. Dessa forma, cabe a ele, ao final do contrato ou da operação do parque eólico, remover todos os equipamentos e instalações de geração e restituir o terreno ao estado o mais próximo possível daquele em que ele se encontrava no início do contrato.

---

Parte destes instrumentos, por outro lado, trata o descomissionamento como um direito do empreendedor. Nestes casos, ao final do contrato ou da operação do parque eólico, abrem-se ao empreendedor duas opções. Em primeiro lugar, ele poderá optar por remover os equipamentos e instalações eólicas do terreno, dando a eles a destinação que melhor lhe convier. Alternativamente, ele poderá deixar os referidos equipamentos e instalações no imóvel, quando então caberá ao seu proprietário, caso não deseje deixar os equipamentos sem funcionamento no seu imóvel, arcar com os custos financeiros e com a logística do descomissionamento.

Cabe ainda ressaltar que uma pequena parcela desses contratos não possui disposições sobre descomissionamento, ou seja, não aponta quem (empreendedor ou proprietário) ficará encarregado de fazer o descomissionamento do parque.

### 2.2.2 Destinação de Resíduos

Apesar do descomissionamento gerar um grande volume de resíduos, cabe ressaltar que a repotenciação e mesmo a manutenção dos aerogeradores também resultam em troca de peças, óleo lubrificante e graxas, materiais que precisam ser processados e destinados de forma adequada, seja para revenda, aproveitamento para outras formas de utilização ou disposição em aterros sanitários.

De acordo com a *American Wind Energy Association* (2020), o aço, o cobre e outros metais, que compõem o maior volume de uma turbina, possuem valor residual e podem ser reciclados. Knutson (2019) aponta que a maioria das partes elétricas e metálicas são recicladas, ao passo que pás e lubrificantes a base de óleo e graxas são descartados. Outro destino possível para a maior parte das peças de um aerogerador é a sua venda para parques eólicos nos mercados da Ásia ou África. Estima-se que os EUA terão mais de 700 mil toneladas de material de pás descartadas nos próximos 20 anos, sendo que o mundo pode vir a descartar milhões de toneladas até 2050 (Bomgardner & Scott, 2018). Na Europa, onde a disponibilidade de espaço é restrita e a rigidez das normas de gestão de resíduos é maior, também há a tendência de que os componentes retirados de parques antigos sejam revendidos para países em desenvolvimento (*Institute for Energy Research*, 2019).

No aerogerador, o rotor e a nacelle (incluindo gerador, caixa de transmissão e demais peças associadas) possuem, majoritariamente, partes metálicas que são recicláveis, com exceção das pás. As estimativas são de que 80 a 90% do aço e do ferro fundido possam ser reciclados e que essa taxa alcance 95% para alumínio e cobre. Entretanto, de uma forma geral, todos os óleos são incinerados (Zimmermann; Göblng-Reisemann, 2012; Martínez et al., 2018).

---

As torres de aço, compostas por somente um material, são 98% recicláveis. Já as torres de concreto armado podem ter diferentes destinações: processamento para separação do aço e do concreto (em que ambos podem ser reciclados), utilização do concreto granular em estradas e construções ou destinação final em aterro sanitário (Machuca, 2015).

Há uma grande variação na regulamentação internacional sobre a profundidade que deve ser atingida para remover as estruturas das fundações das torres, podendo ser de 1,0 m na Austrália; 1,2 m no Canadá e variar entre 76 cm a 2,5 m em governos locais dos Estados Unidos (Machuca, 2015). Como a maior parte das fundações de concreto possui cerca de 5m de profundidade total (*Institute for Energy Research*, 2019) e as mais recentes podem atingir 11 m (*Contech Engineered Solutions*, 2020), é razoável admitir que grande parte da fundação das torres permanecerá no subsolo.

Os cabos aéreos deverão ser removidos, no entanto, os subterrâneos podem ser mantidos a depender da relação custo-benefício socioeconômico e ambiental do procedimento de escavação, considerando os outros usos e a drenagem do terreno. A regulamentação internacional também apresenta variação no que se refere à retirada dos cabos subterrâneos, mas sabe-se que para alguns locais ela é obrigatória. Onde não há essa obrigatoriedade, preconiza-se que as extremidades dos cabos devam ser enterradas a profundidades que podem variar entre 0,5 m e 1,2 m (Machuca, 2015).

As pás dos aerogeradores são compostas por uma mistura de resina termofixa (frequentemente o epóxi) e fibra de vidro que, diferentemente de outros termoplásticos, não pode ser simplesmente derretida e reciclada (*Institute for Energy Research*, 2019; Bomgardner & Scott, 2018). Tal característica faz com que o seu destino seja objeto de grande preocupação para o meio ambiente. Martínez et al. (2018) estimam que 100% do material das pás seja disposto em aterros sanitários, à semelhança do que ocorre com a borracha, PVC e outros plásticos que compõem os parques eólicos.

Uma destinação apontada para as pás é a trituração e confecção de granulados que podem ser usados em pisos, paletes e tubulações. Após a trituração, adição de adesivos e compressão, os resíduos das pás podem gerar painéis resistentes a fogo e umidade (devido à presença da fibra de vidro), propriedades ideais para a construção de prédios comerciais e industriais. Esse tipo de material isolante para edificações pode ser produzido também a partir da pirólise das pás compostas por epóxi (Bomgardner & Scott, 2018), técnica também conhecida aqui no Brasil (Guerrero et al. 2011).

Em um levantamento das vantagens e desvantagens entre as diferentes destinações das pás descomissionadas, Machuca (2015) concluiu que: o reuso é restrito, mas pode ser aplicado em *playgrounds*, desde que tomados os devidos cuidados; a reciclagem, apesar

---

de ser a destinação ambientalmente mais favorável e por permitir a revenda, demanda trituração e aplicação de método complexo, caro e ainda em caráter experimental; a incineração, embora demande a trituração, possibilita o eventual uso para geração de energia térmica; e a disposição em aterro sanitário, que embora pareça a destinação mais simples das analisadas, é a que causa maiores preocupações ambientais. A mesma autora demonstra que, desde a primeira década dos anos 2000, a disposição das pás em aterros sanitários foi desestimulada na Europa. Além disso, o *Institute for Energy Research* (2019) ressalta que as pás devem ser recortadas antes de serem levadas ao aterro, cuja administração pode não dispor de equipamentos adequados para compactar esse material. Outra preocupação é a capacidade de armazenamento dos aterros. A Alemanha, já em 2005, proibiu a disposição de polímeros reforçados com fibra de vidro, material das pás, em aterros sanitários (Larsen, 2011). Dessa forma, percebe-se que as pás representam o maior desafio associado à destinação de resíduos provenientes de parques eólicos. Os demais componentes, se tratados de forma adequada, podem ser reaproveitados, revendidos ou dispostos com sustentabilidade.

No Brasil, o marco legal da gestão de resíduos sólidos é a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), instituída pela Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 e regulamentada pelo Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010, que dispõe sobre princípios, objetivos, instrumentos e diretrizes relativas à gestão integrada e ao gerenciamento de resíduos sólidos. Uma das diretrizes da PNRS é o estabelecimento da seguinte ordem de prioridade para destinação dos resíduos sólidos: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento, disposição final adequada de rejeitos (Art.9º).

Tendo-se como parâmetro os dispositivos da Lei, os resíduos sólidos gerados durante o descomissionamento e desativação de parques eólicos podem ser classificados, quanto à origem, em resíduos industriais (art. 13, inciso I, alínea f), estando os geradores desse tipo de resíduo sujeitos à elaboração de um plano de gerenciamento de resíduos sólidos, como parte integrante do processo de licenciamento ambiental desses projetos (art. 20 a 24).

Contudo, a análise de procedimentos de licenciamento ambiental de parques eólicos no Brasil mostrou que o descomissionamento desses empreendimentos não tem sido considerado pela maioria dos órgãos licenciadores, não sendo contemplado, portanto, nos planos de gerenciamento de resíduos elaborados pelos empreendedores.

A PNRS prevê ainda a responsabilidade compartilhada entre todos os que participam do ciclo de vida de um produto, passando pelos fabricantes, importadores, distribuidores, comerciantes e consumidores, além de agentes públicos. Nesse sentido, destaca-se a importância de instrumentos dessa Política, tais como os acordos setoriais e a logística reversa, no sentido de definir responsabilidades e ações dos atores envolvidos na cadeia

---

da geração eólica. A logística reversa se constitui num “conjunto de ações, procedimentos e meios destinados a viabilizar a coleta e a restituição dos resíduos sólidos ao setor empresarial, para reaproveitamento em seu ciclo ou em outros ciclos produtivos, ou outra destinação final ambientalmente adequada” (Art 3º, inciso xii). Nesse sentido, o descomissionamento de parques é uma oportunidade para empresas que lidam com demolição e reciclagem de materiais, inclusive com perspectiva de geração de empregos ligados a essas atividades (Knutson 2019; Ornellas et al., 2020). No Brasil, já existem empresas especializadas em destinação de resíduos sólidos, inclusive dos que são provenientes de parques eólicos.

Considerando a perspectiva de descomissionamento de diversos parques eólicos no país para as próximas décadas, torna-se essencial que tal processo seja realizado de forma planejada e de que a destinação dos resíduos gerados seja ambientalmente adequada, de forma a ser mantido o caráter sustentável da fonte eólica de geração.

### **2.3 Considerações sobre a Escolha da Alternativa**

A decisão de estender a vida útil, repotenciar ou descomissionar os aerogeradores poderá ser influenciada por alguns fatores como: a vida útil remanescente do equipamento, que pode vir a 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.

Caberá ao empreendedor avaliar a melhor decisão. Alguns aspectos que afetam a decisão são a avaliação de integridade dos equipamentos, a regulação sobre repotenciação, regulação ambiental, 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 os subsídios existentes tanto para os parques em operação como para parques novos que venham a ser construídos. Os ativos de transmissão possuem vida útil mais longa que as máquinas, e a avaliação deve contemplar inclusive o sistema de transmissão. Outra situação que pode contribuir para a decisão é a garantia do fornecimento de peças, como rotores e naceles, pelos fabricantes.

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 concluiu-se 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.

Cada local apresenta condições diferentes a depender de características orográficas, comportamento do vento, *layout* dos equipamentos do parque, presença de parques vizinhos ou obstáculos que possam causar ou sofrer efeito esteira. Dessa forma, os custos operacionais e a eficiência dos parques variam, assim como as condições ambientais e econômicas.

Caso o local seja apropriado para repotenciação deve-se avaliar a idade ideal para fazer a substituição das turbinas. Se a repotenciação não for possível, pode-se avaliar a extensão da vida útil. A principal questão é se os custos operacionais serão equilibrados pela receita da energia que será produzida (Ziegler et al., 2018). Em termos financeiros importa considerar o retorno financeiro de um investimento em repotenciação com o retorno do investimento em um parque novo, por exemplo. Ao se considerar uma extensão da vida útil importa contabilizar os gastos com manutenções mais frequentes e trocas de peças. Não sendo viáveis a repotenciação e nem a extensão da vida útil, a opção é o descomissionamento.

Ressalta-se também a possibilidade de que o empreendedor opte por adotar opções mistas em seus parques eólicos, em que parte das turbinas são descomissionadas e repotenciadas e parte tem a sua vida útil estendida, por exemplo.

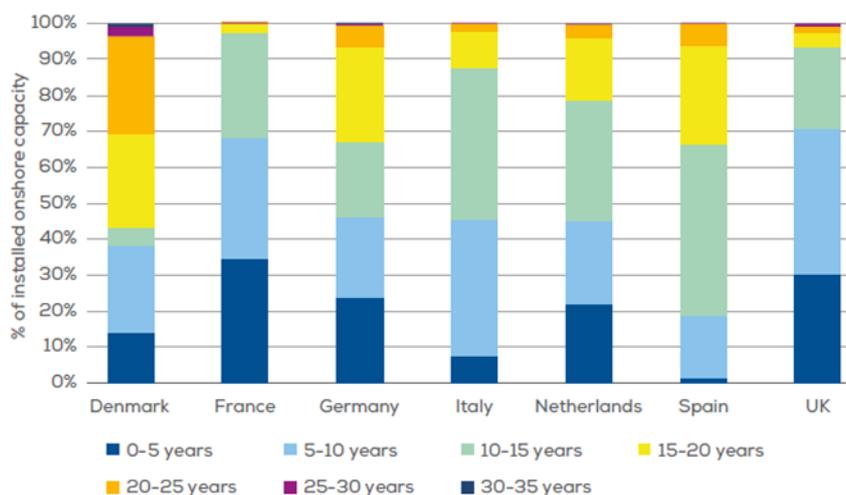
### 3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Os países da Europa, América do Norte e Ásia iniciaram as atividades de geração de energia a partir da fonte eólica antes do Brasil. Desta forma, os assuntos referentes à modernização dos parques e aerogeradores e suas consequências também se apresentaram primeiro, possibilitando conhecimento prévio, avaliação das melhores oportunidades, experiências regulatórias e boas práticas de repotenciação e descomissionamento.

Para subsidiar este estudo, apresenta-se a experiência internacional como uma forma de identificação de desafios futuros, aprendizado das iniciativas que obtiveram bons resultados e sugestões de procedimentos que poderão ser adotados ou adaptados para a realidade brasileira. Nos documentos referenciados nesta pesquisa internacional, verifica-se que aspectos regulatórios, ambientais, subsídios financeiros e aspectos relacionados a evolução tecnológica são os fatores que influenciam decisivamente nas iniciativas desenvolvidas nestes países.

#### 3.1 Europa

De acordo com o *WindEurope (2020)*, existem atualmente 34.000 turbinas com mais de 15 anos de operação, representando 36 GW instalados *onshore*. Desse total, estima-se que 9GW tenha entre 20-24 anos de operação e 1 GW com 25 anos ou mais.



**Figura 1 - Distribuição etária das turbinas em países selecionados** (WindEurope, 2020)

Para o mercado europeu, o relatório *Wind Energy in Europe Outlook 2023* (WindEurope, 2019) aponta que dos cerca de 22 GW de projetos eólicos que atingirão 20 anos entre 2019 e 2023, 18 GW terão sua vida útil estendida, 2 GW serão descomissionados e 2 GW serão repotenciados, aumentando a potência instalada. De acordo com esse estudo, em 2019, 178 MW de usinas eólicas foram descomissionados e 185 MW foram adicionados através

---

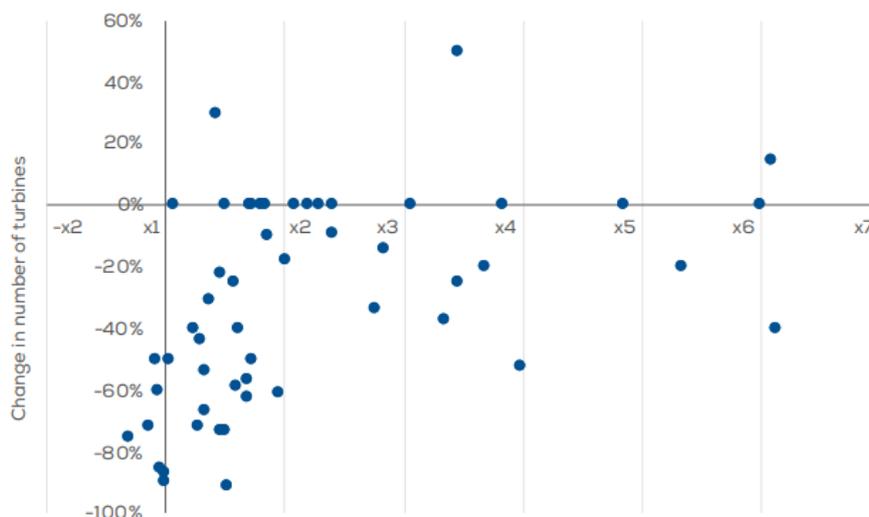
de repotenciação, resultante de projetos descomissionados nos 2 últimos anos. O maior incremento desse potencial ocorreu na Alemanha, havendo outras iniciativas repotenciação também na Espanha e Grã-Bretanha.

Esse estudo identifica que as principais razões para os números baixos são a falta de regulação, dificuldades de autorização e preços altos de energia. Segundo o mesmo relatório, a Comissão Europeia recomenda que, para cumprir o objetivo de 32% em energias renováveis, os países membros precisam ser mais específicos em suas medidas regulatórias para implantação de projetos de energias renováveis, em particular no que diz respeito à repotenciação. Em geral, nos países onde não se encontra legislação específica para a desativação do parque, o local de instalação deverá ser retornado às condições originárias anteriores.

Verifica-se que as regras ambientais atuais na Europa são mais restritivas do que na época de instalação dos primeiros parques eólicos, dificultando a repotenciação em muitos locais. Na Alemanha cerca de 40% dos projetos existentes não serão elegíveis para repotenciação por conta de mudanças regulatórias e, possivelmente, terão sua vida operacional estendida ou serão descomissionados.

De forma geral, a prática de extensão de vida útil tem prevalecido na Europa, com tendência de aumento nos próximos anos, até que os subsídios fiscais ou tarifas *feed-in* expirem. Para tanto, alguns países (Alemanha e Dinamarca), estabeleceram requisitos relativos aos serviços de inspeção e certificado de segurança, cobrindo os componentes estruturais, enquanto outros, como Espanha e a Grã-Bretanha aplicam os mesmos requisitos de novos projetos, independentes da idade da turbina (Ziegler et al., 2018).

Segundo o estudo da *Wood Mackenzie* (2019), cerca de 65 GW de capacidade instalada na Europa atingirão o fim da vida útil de 20 anos até 2028 e 42 GW podem representar projetos LTE (*Lifetime Extension*) comercialmente viáveis. Aproximadamente 4 GW/ano de capacidade eólica estariam disponíveis para extensão de vida útil no período 2019-2028, embora o estudo sinalize que para pequenos parques eólicos a modernização pode ser menos atrativa economicamente. Já os parques maiores precisam equilibrar questões regulatórias, riscos financeiros, desafios técnicos e operacionais para tornar as extensões da vida útil viáveis.



**Figura 2 – Variação na capacidade instalada de parques eólicos repotenciados**  
(WindEurope 2019)

A Figura 2 representa as principais modificações feitas em mais de 60 parques europeus que passaram por repotenciação. Essas modificações foram realizadas em projetos com tempos de operação diversos, desde 9 até 27 anos, sendo que na Espanha, o tempo médio foi de 22 anos. Na Alemanha, as repotenciações ocorreram após 16 anos de operação, em média, em razão de um bônus (até 2014) de 5 Euros/MWh para essas ações (Wind Europe, 2019).

**ALEMANHA** - Os parques comissionados antes de abril de 2000 recebem remuneração fixa do tipo *feed-in tariff* até 2020, independentemente da idade. Assim, aqueles que estenderam sua vida útil, puderam continuar a receber o incentivo. Já os projetos comissionados depois deste período recebem a tarifa durante 20 anos.

A partir de 2021, estima-se que 4.000 MW instalados não serão mais beneficiadas pela tarifa *feed-in*, e até 2025, uma média de 2.400 MW por ano perderá este subsídio, levando a indústria eólica alemã a focar no descomissionamento e repotenciação em larga escala, com substituição dos atuais equipamentos com longo tempo de operação por outros mais novos.

Tendo em vista o atual panorama, a capacidade total de energia eólica na Alemanha provavelmente diminuirá em 2021, pela primeira vez desde que a Lei de Prioridade de Energia Renovável (EEG) foi promulgada, sendo este o principal instrumento para promover a geração de eletricidade a partir de energias renováveis na Alemanha a partir da década de 80.

---

O descomissionamento de turbinas na Alemanha é regulado pelo *Renewable Energy Sources Act* (2017) e alguns provisionamentos do Código de Construção alemão (*Building Code*).

**DINAMARCA** - As usinas repotenciadas podem participar dos leilões “de energia neutra”, que têm por objetivo diminuir as emissões de gás carbônico (meta de redução em 70% até 2030). Em relação ao descomissionamento, as autoridades locais têm autonomia sobre a definição dessas condições já no licenciamento para construção e operação. O descomissionamento deve ser iniciado, no máximo, 1 ano após o término de operação do parque.

Em 2019 foi contratada a repotenciação de 36 MW para o projeto *Overgaard II* da *Wind Estate A/S*, a ser realizada pela Vestas. A contratação foi proveniente do segundo leilão de energia neutra do país no ano e é o quarto contrato de repotenciação desta empresa nas duas rodadas já realizadas deste tipo de leilão, de um total de mais de 150 MW negociados (*Energy Facts, 2020*).

**ESPAÑA** – Em função dos incentivos dados aos primeiros parques, o que não ocorre para novos empreendimentos ou para repotenciação, a extensão de vida útil tem sido preferida pelos empreendedores por representar um menor custo de investimento, embora ainda existam áreas disponíveis com bom recurso eólico (Ziegler et al., 2018).

A Espanha estabelece requisitos para previsão do descomissionamento no Estudo de Impacto Ambiental, ainda na etapa do projeto.

Quanto às ações de repotenciação neste país, um exemplo é o parque eólico *El Cabrito*, localizado em Tarifa (Cádiz), que passou de 90 turbinas eólicas de 330 kW instaladas em 1995, para 12 turbinas entre 1,5 MW a 3,0 MW. As antigas turbinas com torres de treliça metálica foram demolidas. A desmontagem envolveu a remoção de todas as fundações, plataformas, acessos desnecessários e 31 transformadores, além da retirada e gerenciamento dos resíduos gerados e a recuperação da paisagem. O projeto de repotenciação envolveu adaptação dos acessos, construção de novas fundações para as turbinas, instalação de cabos e adaptação da subestação e controle, além de restauração da vegetação (*Windfair, 2019*).

**FRANÇA** - Apresentou em 2020 seu Plano Nacional de Energia e Clima (NECP) para 2030. O país busca atingir 33% de energia renovável em sua matriz energética em 2030 e, para isso, o governo busca, dentre outras ações priorizar a utilização das áreas dos parques em fim de vida útil para repotenciação. A repotenciação e descomissionamento dos parques na França, assim como a instalação de novos, são regulados pelo Código Ambiental (*Code de L'environnement*) (*Wind Europe, 2020*).

---

Uma das primeiras iniciativas de repotenciação neste país foi na região de Plouyé, que foi uma das primeiras localidades a implantar um parque eólico em 2002. Em 2017, o empreendedor substituiu as 4 turbinas Neg Micon de 0,75 MW, por modelos Enercon de 2,3 MW. As antigas turbinas foram desmontadas e enviadas para usinas de reciclagem para recuperação. Todas as antigas fundações de concreto foram removidas e o terreno restaurado ao seu estado natural (*Kallista Energy, 2020*).

**HOLANDA** - É um dos primeiros casos na Europa onde aerogeradores de potência unitária maior que 1 MW já estão sendo substituídos por outros de 4 MW. Na Holanda, o descomissionamento das turbinas eólicas está enquadrado no Decreto de Construção de 2012.

O projeto *Windplanblauw*, previsto para 2021, busca substituir 74 máquinas de 1 MW por 61 unidades, totalizando 250 MW e quadruplicando a produção de energia. A Holanda também iniciou o projeto de repotenciação do *Windparke Zeewolde*, com 320 MW de turbinas da Enercon, que se tornará o maior parque eólico *onshore* dos Países Baixos, composto por 70 turbinas de 4,2 MW cada, com uma altura de hub de 220 metros. O projeto envolve a substituição das 220 turbinas existentes, além de uma nova subestação e dois transformadores (*Energy Watch, 2019*).

**ITÁLIA** - Parques repotenciados podem participar dos leilões de energia juntamente com os parques novos, como forma de incentivar a modernização dos parques existentes. Em relação a repotenciação e descomissionamento de turbinas eólicas são tratados no Decreto Ministerial de 10/09/2010, intitulado "*Guidelines for authorisation of plants powered by renewable sources*" (*Wind Europe, 2020*).

**PORTUGAL** - Segundo Simões et al. (2019), a capacidade eólica próxima ao fim de vida útil em Portugal é da ordem de 50 MW. Contudo, a capacidade em operação de turbinas com potência nominal inferior a 2 MW, cuja substituição é desejável é de aproximadamente 690 MW. Os autores apontam que o processo de reconfiguração das usinas carece de regulamentação específica no que diz respeito a questões ambientais, sendo importante que a avaliação de impactos reflita o conhecimento acumulado, não só na avaliação efetuada quando do licenciamento do projeto inicial, mas também durante o processo de monitoração ambiental dele.

Em 2012, a Iberwind iniciou um processo de repotenciação de alguns dos seus parques, com investimentos de €65 milhões. Com a substituição de turbinas antigas por outras mais recentes e mais potentes, a capacidade instalada da empresa aumentou em 20%. Dos seus 31 parques eólicos em operação, o de Lagoa Funda, em Vila do Bispo, é um dos mais antigos (1998) e foi repotenciado em 2011. Os 18 aerogeradores de 500 kW, foram

---

substituídos por 6 turbinas de 2 MW, com maiores rotores e altura de cubo (*The Portugal News*, 2018).

**REINO UNIDO** - A maioria dos parques eólicos do Reino Unido recebe autorização de outorga de operação por um prazo de 25 anos. No final deste prazo, as turbinas normalmente precisariam ser removidas e o local retornado ao seu uso anterior, de acordo com as normas ambientais vigentes. Mas uma medida do *National Planning Policy Framework*, lançado em julho de 2018, permitiu às autoridades locais avaliar propostas para atualizar ou renovar os parques eólicos instalados. Até 2018, a maioria dos parques eólicos que atingiram o limite de 25 anos de operação tiveram a permissão para estender o período de operação por até 10 anos adicionais. No ano de 2019, 22 parques tiveram permissão para serem repotenciados, enquanto apenas dois foram desativados. Em média, a repotenciação aumentou a produção dos parques em 155% e reduziu o número de turbinas em 39%, enquanto a altura dos aerogeradores aumentou 90%. Reporta-se que essas mudanças causaram dificuldades para as autoridades locais avaliarem o impacto visual do novo *layout* junto ao público em geral e moradores locais (RTPI, 2020). Os requisitos de descomissionamento são estabelecidos nas condições do licenciamento e, para a permissão, os custos de desativação devem ser previstos no planejamento original de instalação. Não existe legislação específica para disposição final de resíduos de fundações de turbinas eólicas.

**SUÉCIA** - O Código Ambiental Sueco não permite a extensão da licença ambiental após seu vencimento, sendo necessária uma nova, que também pode ser exigida quando da instalação turbinas eólicas adicionais. Em qualquer caso, as licenças ambientais abrangem inclusive a desmobilização, sendo necessária novas licenças para construção e operação de novo parque eólico.

Näsudden, em Gotland, é o local de um dos maiores projetos de repotenciação na Suécia até o momento. Antes, possuía diferentes tipos de turbinas, reguladas por várias permissões diferentes. O *layout* do projeto de repotenciação buscou maximizar a produção de energia com menor número de turbinas. Foram concedidas três novas licenças ambientais, que regularam a desmontagem/demolição das turbinas existentes, construção de novas fundações e torres e instalação das novas turbinas. Neste país, as licenças ambientais deste país além de abranger a desmobilização, são necessárias novas licenças para construção e operação de novo parque eólico (*Setterwalls*, 2020).

### 3.2 Estados Unidos

Atualmente, nos Estados Unidos, ocorre uma crescente busca por repotenciação parcial, em função dos Créditos Fiscais de Produção (PTC's) para fontes renováveis e, também por conta dos avanços tecnológicos que aumentam a eficiência das turbinas e sua vida útil, além de reduzirem os gastos com manutenção. Entre os anos 2017 e 2018, foram contabilizados 23 projetos de um total de 3.445 MW de capacidade e 2.425 turbinas que passaram por repotenciação parcial. A maior parte dessas modificações envolveram aumento no diâmetro do rotor e trocas de componentes da nacele, havendo poucas modificações na altura do rotor e na potência unitária (Wiser & Bolinger, 2019).

A Figura 3 ilustra as principais alterações dos projetos repotenciados, onde verificam-se os incrementos médios: 8,1 m para diâmetro do rotor e 1,3 m para altura do cubo, com ganhos mínimos na para potência. Na maioria dos projetos, foram aproveitadas as torres existentes e montadas novas naceles sobre as mesmas torres ou trocados somente rotor e respectivas pás. Ainda de acordo Wiser & Bolinger (2019), a expectativa é de que nos próximos anos muitos projetos passem por repotenciação total, ou seja, suas turbinas sejam descomissionadas e substituídas por novas.



**Figura 3 – Alterações médias das especificações de turbinas parcialmente repotenciadas entre 2017 e 2018.** Fontes: AWEA Wind IQ (2019); USWTDB (2019) *apud* Wiser & Bolinger (2019).

Para repotenciação, é exigido um novo licenciamento dos parques. No caso de descomissionamento, a remoção total das turbinas já é prevista no licenciamento, sendo que em propriedades privadas, essa fase também é definida em contrato e em áreas federais é regido pelo *Bureau of Land Management*, mas sempre com despesas associadas ao empreendedor. A área do parque deve retornar ao mais próximo do que era no original. Algumas medidas de reciclagem de material também são bem vistas de forma a maximizar os valores de turbinas, torres, fundações e conexões com a reciclagem do material (AWEA, 2020).

---

### 3.3 Índia

A partir de 2016, o governo indiano adotou uma política de incentivo a repotenciação de projetos de energia eólica, com propósito de utilização ideal dos recursos energéticos. Como parte dessa política, a Agência Indiana de Desenvolvimento de Energia Renovável (IREDA) oferece menores taxas de juros no financiamento, além de benefícios fiscais e financeiros existentes anteriormente já disponíveis. (*Energy Economic Times*, 2018).

Um estudo de 2018 (IDAM INFRA), indicou que mais de 10 GW da capacidade instalada com turbinas inferiores a 1 MW estão em locais de alta qualidade classe 1. Estes sítios oferecem a oportunidade de duplicar a geração de energia com repotenciação com turbinas com capacidade entre 2,5-3 MW e fator de capacidade de 25-30% ou mais, em comparação aos 15% dos modelos mais antigos. Isto representaria um acréscimo estimado de 10-12 GW de capacidade instalada (*Saur Energy*, 2020).

### 3.4 China

O mercado de repotenciação na China deve crescer a partir de 2023, onde espera-se que mais de 21 GW de capacidade sejam repotenciados entre 2019 e 2028. Atualmente a repotenciação ainda encontra obstáculos na China devido ao vencimento das tarifas *feed-in*. A repotenciação deverá ter seu crescimento a partir da diminuição da disponibilidade de locais com bons recursos dos ventos para novos projetos. Também se estima que, à medida que os subsídios sejam cortados e o mercado de novas construções desacelere, os desenvolvedores se concentrarão no mercado de repotenciação para novos investimentos (*Energy Global*, 2019).

## 4 PARQUE EÓLICO BRASILEIRO

Este capítulo apresenta um panorama dos parques eólicos localizados no Brasil conforme o tempo de operação dos empreendimentos, a potência instalada, a evolução das características tecnológicas e os fatores de capacidade, com enfoque maior nos parques que, até 2030, atingirão 20 anos de operação.

O Brasil possui mais de 16.000 MW de potência eólica instalada e em operação comercial. O parque eólico mais antigo está em operação desde 1998 (ANEEL, 2020b). Além deste, outros dois operam há mais de 20 anos, totalizando 17,5 MW. Em 2002 foi instituído o PROINFA, que estabeleceu contratos de geração por 20 anos e cujo preço de energia atualmente é de cerca de R\$ 500/MWh (ELETROBRAS, 2019). Os primeiros parques eólicos referentes ao programa, que totalizam mais de 200 MW, tiveram suas operações iniciadas em 2006. A partir de 2011, iniciou-se a operação dos parques vencedores do Leilão de Reserva de 2009. Entre os anos de 2011 e 2020 foram instalados novos parques que acrescentaram mais de 14 GW de potência ao sistema elétrico brasileiro e com preço de contratação em média inferior a R\$ 200/MWh.

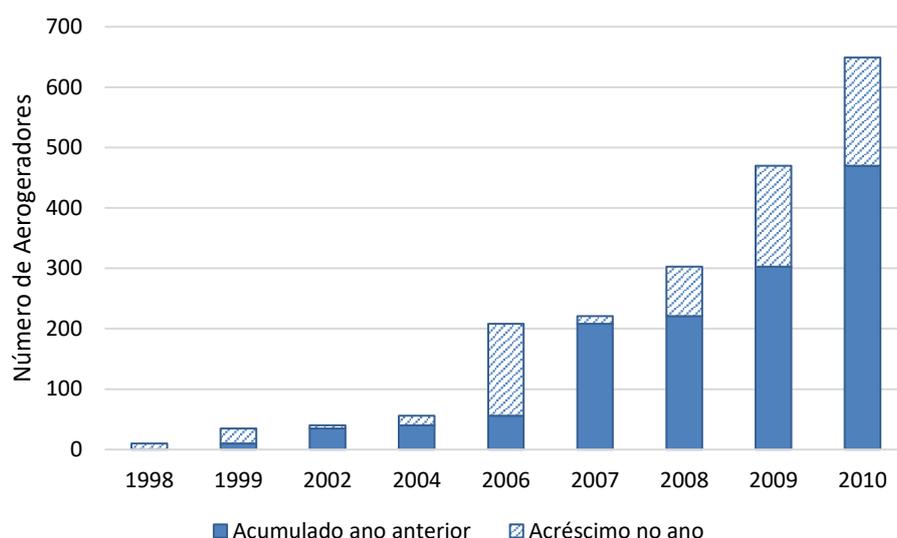
Como pode-se observar na Tabela 1 e na Figura 4, mais de 50 parques, compreendendo mais de 600 aerogeradores e 940 MW de potência, foram instalados até o fim de 2010. Estes parques ultrapassarão os 20 anos de operação até 2030 e deverão enfrentar questões relativas ao planejamento de modernização ou descomissionamento nos próximos anos. A localização desses parques está representada na Figura 5, juntamente com a velocidade média do local de acordo com dados do Global Wind Atlas<sup>4</sup>.

**Tabela 1 - Potência instalada (MW) por período de entrada em operação comercial**

Período	Tempo de Operação (anos)	Potência Adicionada (MW)	Número de usinas	Classificação por Faixas de Potência (nº de usinas)				
				0 a 1MW	1 a 5MW	5 a 15MW	15 a 30MW	> 30MW
1998 a 2000	20 a 23	17,5	3	0	2	1	0	0
2001 a 2005	15 a 20	12,6	5	1	4	0	0	0
2006 a 2010	10 a 15	910,5	43	2	18	4	8	11
2011 a 2015	5 a 10	6744,9	266	3	4	32	194	33
2016 a 2019	1 a 5	7742,6	312	4	1	26	259	22

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2020b)

<sup>4</sup> Global Wind Atlas 3.0, um aplicativo gratuito desenvolvido, pertencente e operado pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU) em parceria com o grupo Banco Mundial, utilizando dados fornecidos pela Vortex, e financiamento do Programa de Assistência à Gestão do Setor de Energia (ESMAP). <https://globalwindatlas.info>



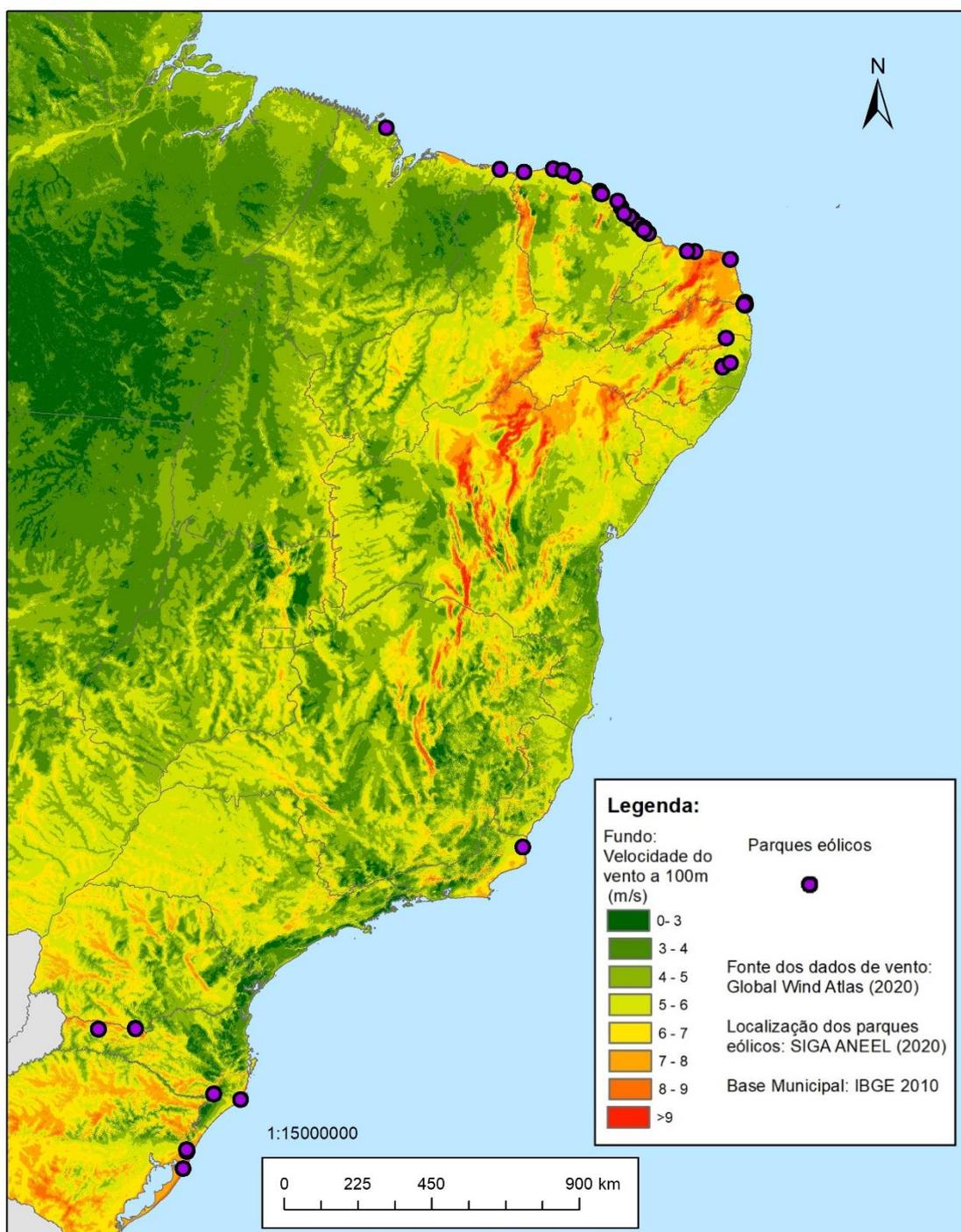
**Figura 4 - Número acumulado de aerogeradores por ano de entrada em operação comercial.** Elaboração própria com base em ANEEL (2020a) e ANEEL (2020b).

### Usinas em operação há mais de 20 anos

Segundo os dados do SIGA da ANEEL (2020), atualmente estão em operação 3 parques detentores de registro na agência há mais de 20 anos. Os 3 possuem aerogeradores de 500 kW, sendo que 2 estão localizados no litoral do Ceará (Taíba e Prainha) e 1 no Paraná (Eólio-Elétrica de Palmas).

Segundo Leão, Antunes, e Frota (1999), os parques de Taíba e Prainha foram construídos através de contrato firmado com a empresa Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda., na condição de produtor independente, com a compra da energia assegurada pela COELCE por um período de 15 anos. Essas usinas foram autorizadas para serem exploradas pela Resolução ANEEL nº 74, de 25 de março de 1998.

A Eólio-Elétrica de Palmas, com capacidade instalada de 2,5 MW, possui 5 aerogeradores e pertence à COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. A Resolução nº 278, de 28 de setembro de 1999 autorizou, para fins de regularização, a Centrais Eólicas do Paraná Ltda. a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da Usina Eólio-Elétrica de Palmas que havia entrado em operação em fevereiro de 1999.



**Figura 5 - Parques Eólicos com entrada em operação até 2010.**

Fontes: ANEEL (2020b), Global Wind Atlas (2020) e IBGE (2010).

Durante a elaboração desta Nota Técnica, foram realizadas reuniões com pesquisadores e proprietários dos parques eólicos mais antigos, buscando identificar suas percepções e planos. Agradecemos às pesquisadoras Lívia Tavares Ornellas, Ana Paula Monção, Luzia Aparecida Tofaneli e Marinilda Lima Souza; e às empresas Copel, CPFL Renováveis, Energimp, GE Renewable Energy, Iberdrola (Neoenergia), Omega geração e Wobben Windpower por compartilharem seus estudos e opiniões, contribuindo para este documento.

---

De forma geral, os empreendedores relataram as boas condições operacionais de algumas usinas, sinalizando a possível continuidade de operação após o encerramento dos contratos do PROINFA, porém, sujeita a uma receita suficiente para cobrir os elevados custos de manutenção, o que dependerá dos arranjos comerciais a serem estudados. Alguns geradores mencionaram a ausência de regulação e de uma política para modernização, embora reconheçam o desafio da competitividade frente às novas usinas.

Foram relatadas algumas experiências de trocas de grandes componentes como pás e geradores em algumas máquinas e foram apresentadas soluções de repotenciação parcial que têm sido feitas em outros países para melhorar a performance e prolongar a vida útil operacional dos equipamentos. Para avaliar a possibilidade de grandes modificações são necessários cálculos das cargas que as fundações precisarão suportar. Foi mencionada a realização da repotenciação total em outros países, que tem como um dos benefícios o de acompanhar a evolução tecnológica e aproveitar um local em que a comunidade local já esteja acostumada com o empreendimento, porém a regulação ambiental atual está mais rígida e, em alguns locais, pode não ser possível a repotenciação total.

Nessas reuniões também foram mencionadas algumas experiências positivas com o descomissionamento de aerogeradores, inclusive com descarte e tratamento de peças por empresas especializadas. Por outro lado, foram relatados casos de abandono de pás e torres em terrenos, o que ressalta a importância da regulamentação quanto ao descomissionamento. Além disso, foi mencionado que o descomissionamento pode ser caro e o tempo para realizá-lo e para recuperar as condições do local antes da implementação da usina pode ser longo, corroborando para a necessidade de um planejamento antecipado.

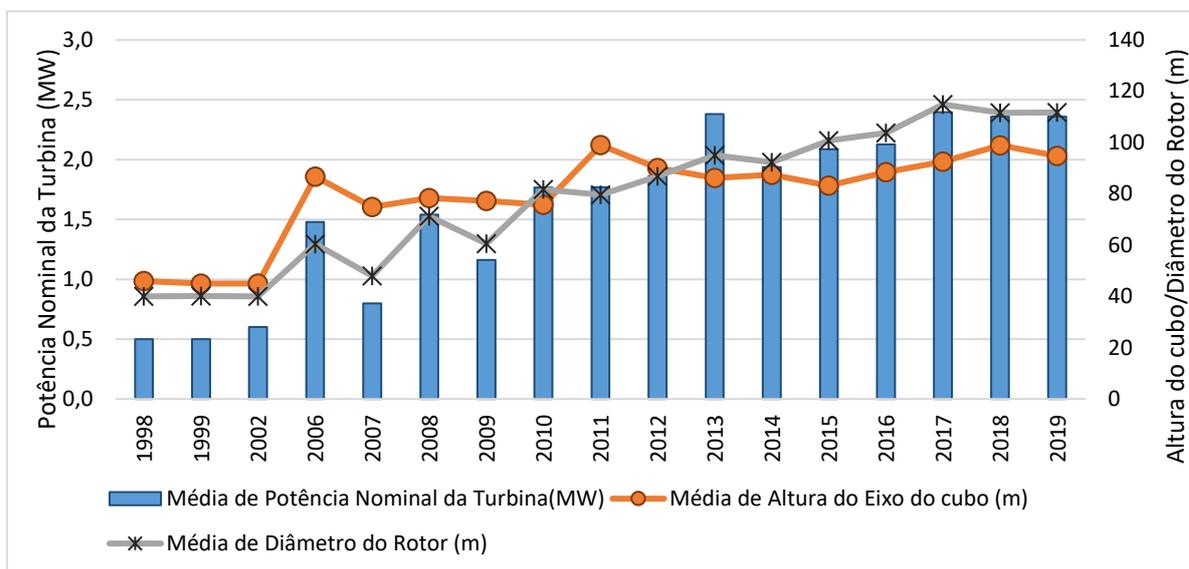
#### **4.1 Equipamentos**

Entre 1998, ano de entrada em operação do parque mais antigo em operação atualmente, e 2020 observa-se uma expressiva evolução tecnológica. A Figura 6 apresenta a média da potência nominal, da altura e do diâmetro das turbinas utilizadas nos parques por ano de entrada em operação comercial, obtidas por meio dos sistemas SIGEL e SIGA da ANEEL. Os primeiros parques possuem turbinas com 0,5 MW de potência unitária e menos de 50 m de altura do cubo e de diâmetro do rotor. As turbinas instaladas em 2019 possuem, em média 2,4 MW de potência, 95 m de altura do cubo e 112 m de diâmetro do rotor. Observa-se grande mudança principalmente quando se compara os diâmetros adotados nos primeiros parques com aqueles de 2019.

Ao analisar os parques habilitados para participar dos leilões em 2019 (EPE, 2020) observa-se uma diferença ainda maior: em média, a potência unitária das turbinas foi de 3,2 MW e

alguns projetos apresentaram turbinas de mais de 5 MW de potência; os diâmetros apresentaram uma média de 128 metros e a altura do cubo média de 111 metros.

Maiores alturas de cubo, diâmetro de rotor e potência permitem a otimização do aproveitamento recurso eólico com consequente, incremento da produção de energia.



**Figura 6 - Médias potência nominal da turbina, altura do eixo do cubo e diâmetro do rotor por ano de entrada em operação comercial.** Baseado em ANEEL (2020a) e ANEEL (2020b).

Destaca-se, dentre as regras para habilitação técnica para participação nos Leilões de Energia, o requisito de que os aerogeradores sejam novos, ou seja, sem nenhuma utilização anterior. Considerando que os primeiros leilões com participação da fonte eólica ocorreram quando os parques europeus passavam pela primeira onda de repotenciação (vide capítulo 3), entende-se que essa regra contribuiu para evitar o uso de máquinas desmobilizadas e para o desenvolvimento do mercado nacional.

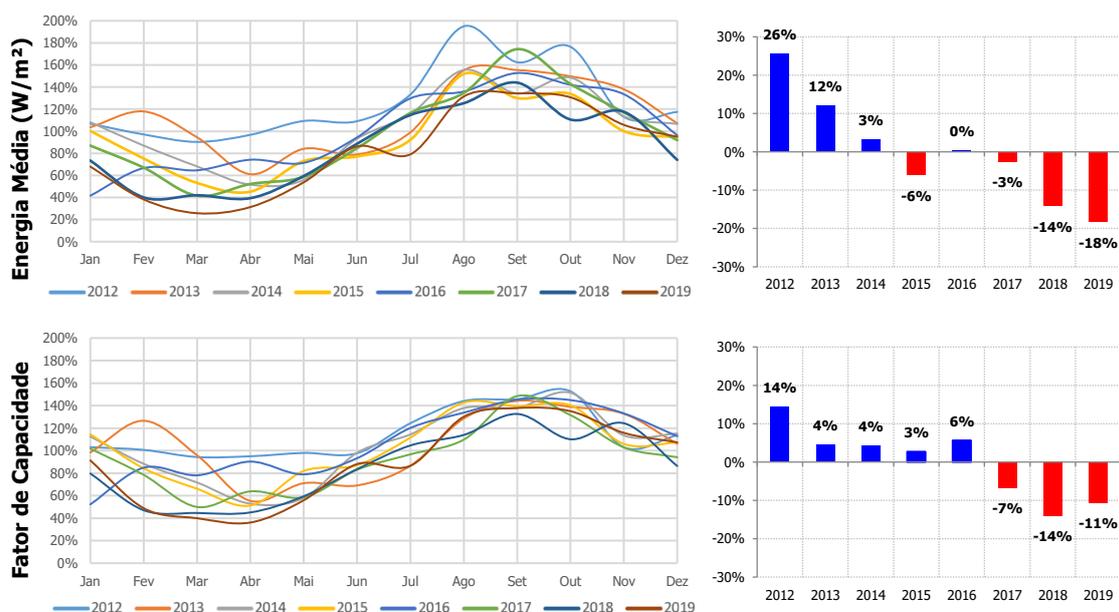
## 4.2 Análise Energética

Neste item, são apresentadas algumas análises com o objetivo de comparar a produtividade dos parques eólicos contratados via PROINFA com os parques mais atuais.

### 4.2.1 Comparação da geração com o vento no local

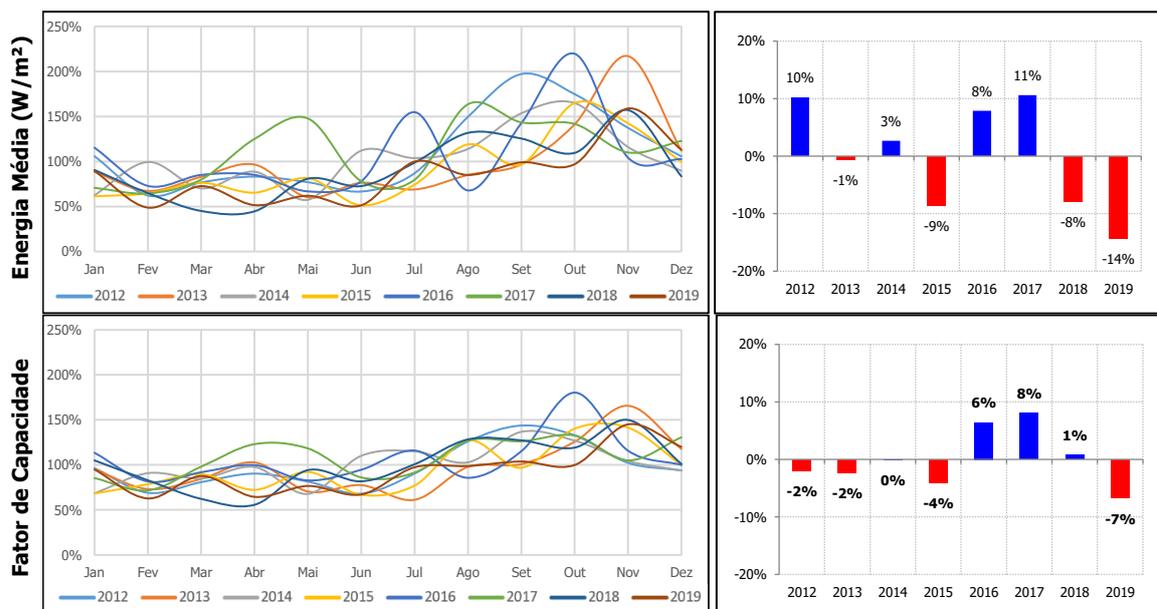
Assim como o vento, a produção dos parques eólicos também varia ao longo dos anos. É interessante avaliar se esta variação se deve apenas à variabilidade do vento ou se também existem questões operacionais.

Na Figura 7, observa-se a evolução mensal do índice de fator de capacidade médio calculado, utilizando os parques do PROINFA, instalados entre 2006 e 2010 e localizados no litoral da região Nordeste. Além disso, são mostrados os índices mensais de energia do vento. Analisando estes gráficos percebe-se que, em média, os parques eólicos tiveram variações coerentes com as variações do recurso eólico entre 2012 e 2019, ou seja, neste período não foi observado nenhum comportamento causado por falhas operacionais dos parques.



**Figura 7 - Índices de Energia e Fator de Capacidade - Nordeste**

A mesma análise foi feita para parques do PROINFA localizados na região Sul, conforme mostrado na Figura 8. Observa-se que, em 2012, os dados de geração não estão coerentes com o vento. Pode-se inferir que um ou mais parques do PROINFA tiveram problemas operacionais naquele ano. Porém, nos anos seguintes, a geração média está coerente com as variações do recurso eólico.



**Figura 8 - Índices de Energia e Fator de Capacidade - Sul**

Os dados usados nos gráficos acima estão disponíveis no APÊNDICE.

#### 4.2.2 Comparação entre parques instalados em diferentes anos

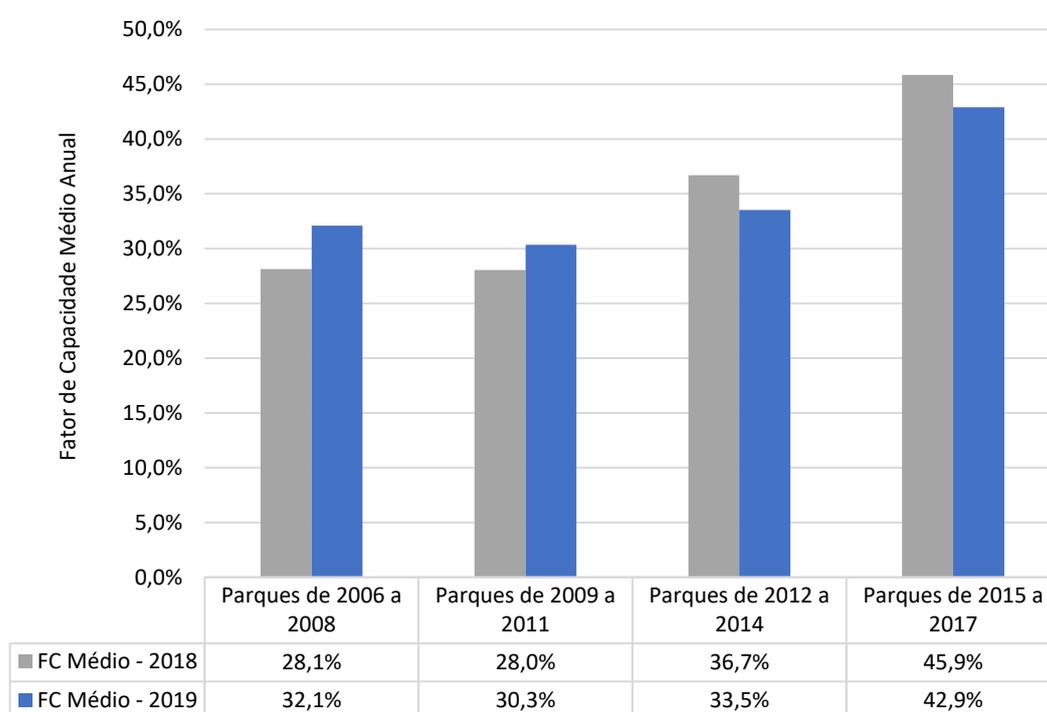
O fator de capacidade de um parque eólico depende diretamente das características do local e dos aerogeradores. Em relação às características locais, as mais importantes são: o perfil de velocidade do vento, a turbulência do local e a rugosidade do terreno. Em relação às características dos aerogeradores, a escolha dos modelos deve levar em consideração a curva de potência e como otimizá-la (AMARAL, 2012).

Para esta análise, as usinas foram selecionadas de acordo com o estado em que se localizam e com a distância da costa, de modo que os parques estivessem submetidos a características locais semelhantes. Foram analisados os fatores de capacidade nos anos de 2018 e 2019 das usinas instaladas no litoral da região nordeste e no litoral da região sul. No processo de composição das amostras foram excluídos aqueles parques com geração nula em três ou mais meses do período. Além disso, também foram excluídos os parques que apresentaram fatores de capacidade médios anuais extremamente baixos para condições normais de operação, inferiores a 10%, configurando uma situação prolongada de baixa geração de energia e ocasionada, provavelmente, por problemas técnicos. Cada parque foi classificado de acordo com o seu ano de entrada em operação. Nesta análise, não foram selecionadas as tecnologias dominantes ou representativas de cada período, levando-se em consideração, apenas, o ano de entrada em operação comercial, independentemente se o projeto utilizou os aerogeradores mais modernos disponíveis na época ou os de tecnologia mais consolidada. Os projetos mais recentes passaram a adotar

novos modelos de aerogeradores por questões de custo-benefício, mas é importante ressaltar que as amostras de cada grupo podem ser compostas por usinas com diferentes modelos de turbinas eólicas.

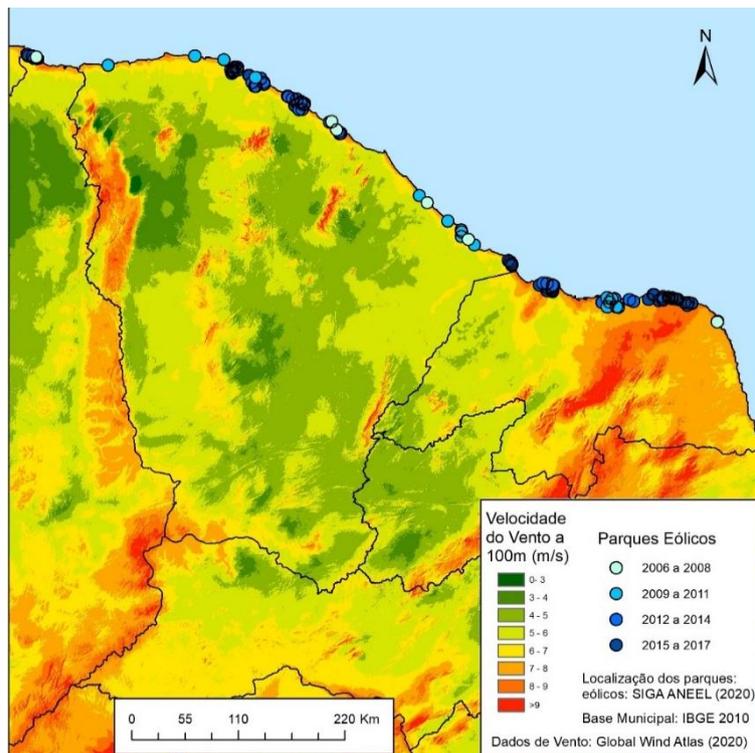
Na Figura 9, são comparados os fatores de capacidade de parques eólicos instalados nos estados do Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte e que distam, no máximo, 10 km da costa, de acordo com a Figura 10.

Na Figura 11, observa-se os fatores de capacidade de parques eólicos instalados no Rio Grande do Sul e que distam de, no máximo, 22 km da costa (Figura 12). Em ambos os gráficos, existe uma tendência de aumento dos fatores de capacidade médio ao longo dos anos o que pode acontecer devido à evolução tecnológica.



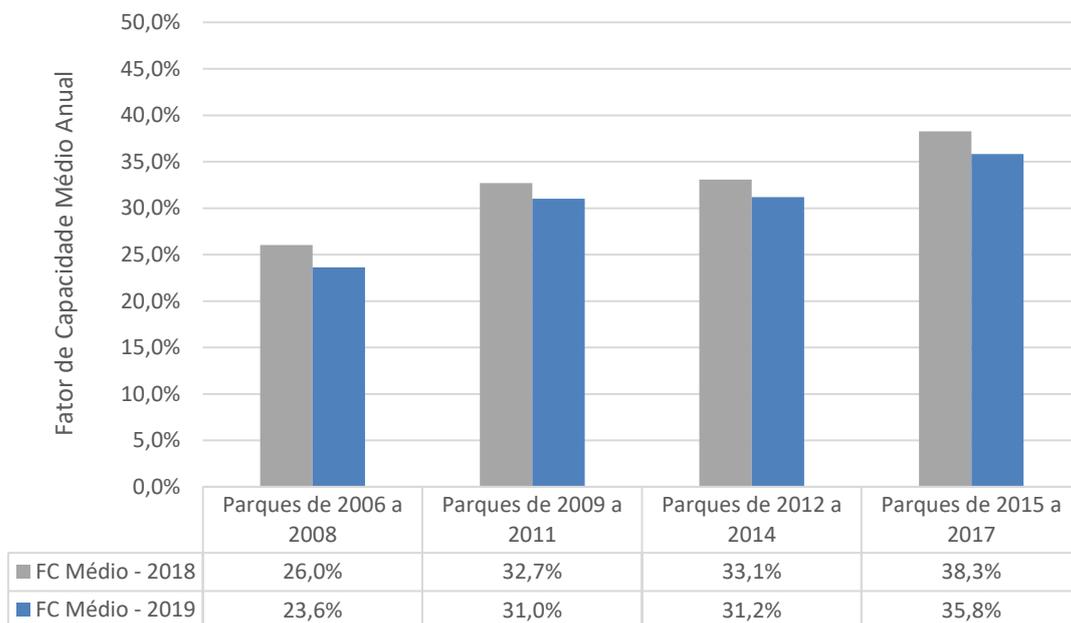
**Figura 9 - Fator de capacidade médio nos anos de 2018 e 2019 – Litoral Nordeste**

*Baseado em: CCEE, (2020), ANEEL (2020b).*



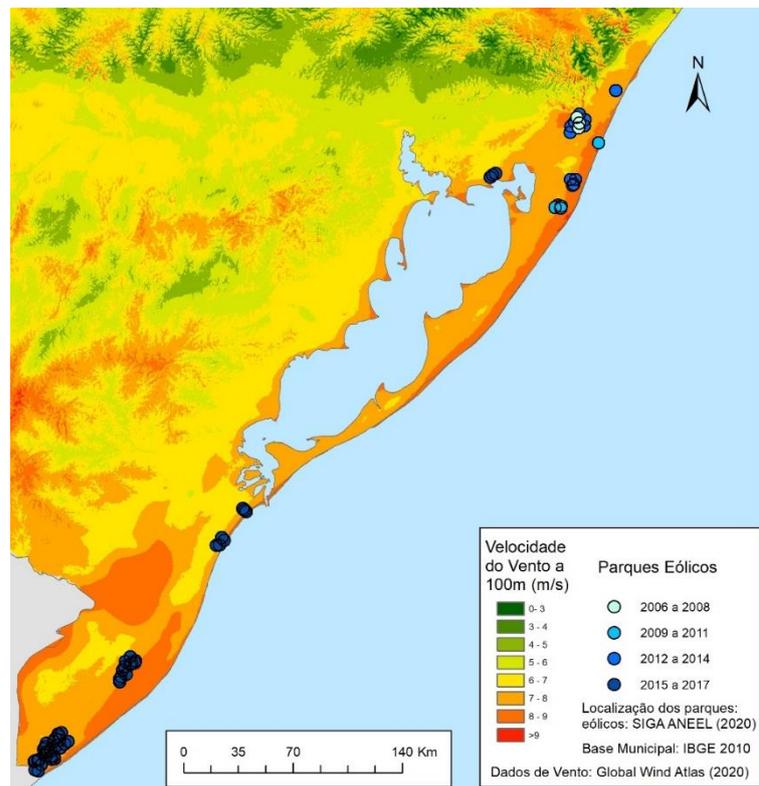
**Figura 10 - Parques Eólicos utilizados – Litoral Nordeste**

*Fontes: ANEEL (2020b), Global Wind Atlas (2020) e IBGE (2010).*



**Figura 11 - Fator de capacidade médio nos anos de 2018 e 2019 – Litoral Sul**

*Baseado em: CCEE, (2020), ANEEL (2020b).*



**Figura 12 - Parques Eólicos utilizados – Litoral Sul**

*Fontes: ANEEL (2020b), Global Wind Atlas (2020) e IBGE (2010).*

#### 4.2.3 Comparação da tecnologia antiga com a tecnologia atual

Como apresentado no item 4.1, os equipamentos instalados nos parques contratados via PROINFA são muito diferentes dos equipamentos atuais, tanto em potência instalada, quanto em altura do hub e diâmetro do rotor. Portanto, é importante analisar qual a diferença ao usar novos aerogeradores em substituição aos aerogeradores antigos.

Para este exercício, foram feitas simulações utilizando um local representativo do litoral do Nordeste e outro do litoral do Sul. As estimativas foram feitas utilizando o software Windographer com dados reais de medição de vento de 10 em 10 minutos entre os anos de 2012 e 2019. Por ser um estudo simplificado não foi analisada a disposição dos aerogeradores no terreno (*layout*), nenhuma perda foi considerada, inclusive a perda devido à interferência entre as turbinas e os resultados representam a produção bruta dos aerogeradores.

O objetivo é simular um parque existente, com potência instalada de 42 MW, passando por uma **repotenciação total**, com troca de todos os aerogeradores, mas sem mudar a potência instalada, dada a possível restrição de aumento da capacidade de escoamento. Representando os parques antigos, são usados 2 modelos de aerogeradores instalados em parques no Brasil. Note que, mesmo para os parques antigos, existem diferenças significativas na tecnologia usada. Para representar os parques atuais, foi utilizado um

modelo de aerogerador fabricado no Brasil e já instalado em alguns parques durante o ano de 2020.

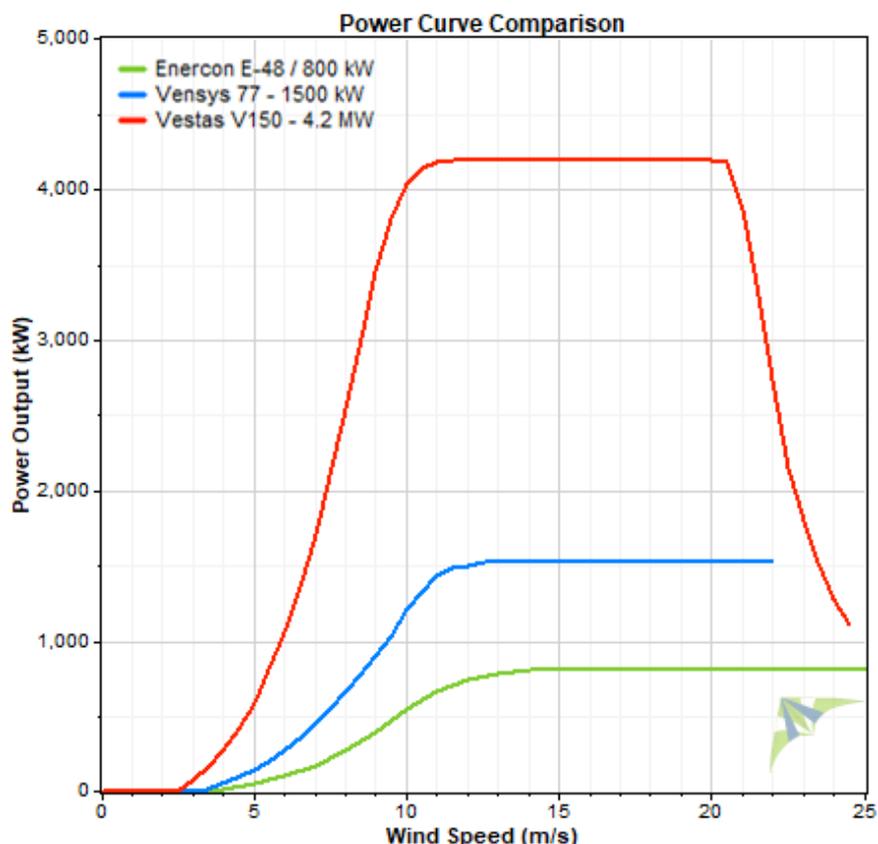
Além da mudança de turbina, também foi alterada a altura da captação do vento, considerando 80 metros para os parques antigos e 120 metros para o parque novo.

Na Tabela 2, são mostradas as características de cada simulação.

**Tabela 2 – Aerogeradores considerados nas simulações**

	<b>Turbina</b>	<b>Altura do Hub (m)</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>Diâmetro do rotor (m)</b>	<b>Quantidade de Turbinas</b>
Simulação 1	Enercon E-48	80m	810	48	52
Simulação 2	Vensys 77	80m	1500	77	28
Simulação 3	Vestas V150	120m	4.200	150	10

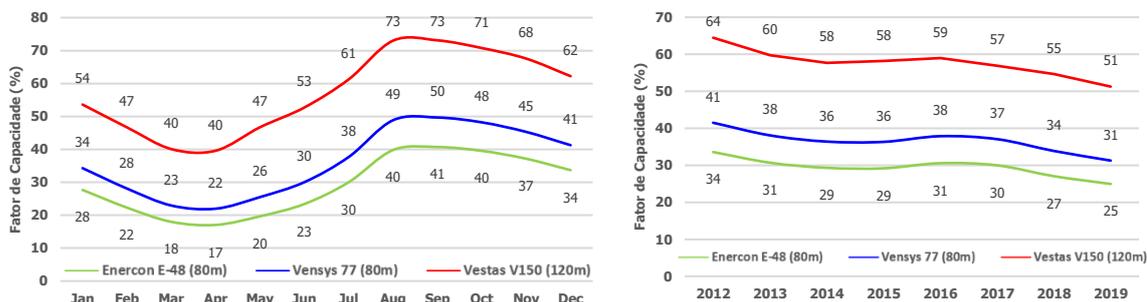
Na Figura abaixo, pode-se observar a diferença de potência entre os três aerogeradores.



**Figura 13 – Curvas de potência utilizadas**

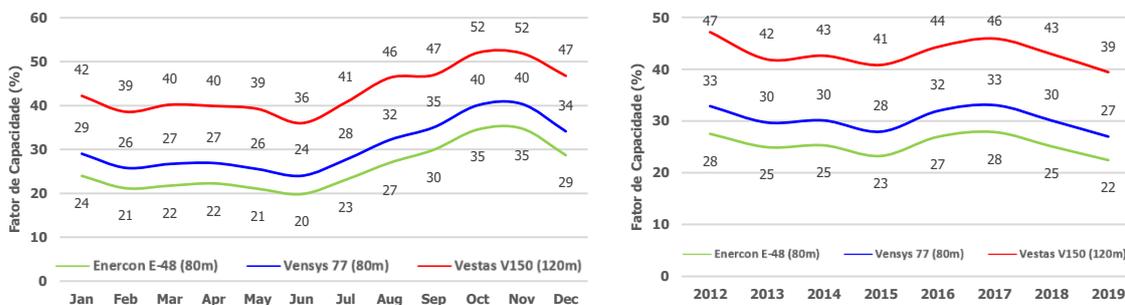
Para o litoral do Nordeste, observou-se um aumento médio entre 21 e 28 pontos percentuais no fator de capacidade do novo parque. Assim, um parque instalado com a tecnologia atual geraria, em média, de **58% a 96%** a mais de energia que os parques

anteriores. Na Figura 14, pode-se observar as diferenças de fator de capacidade mensais e anuais dos parques.



**Figura 14 - Simulação para Litoral Nordeste - Fator de Capacidade mensal e anual**

Já no litoral do Sul, 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 15, são mostradas as diferenças de fator de capacidade mensais e anuais dos parques.



**Figura 15 - 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 menos turbinas.

---

## 5 QUESTÕES REGULATÓRIAS E COMERCIAIS

Na decisão de repotenciação ou de extensão de vida útil de aerogeradores é importante considerar a regulamentação referente a comercialização da energia. Este capítulo apresenta informações sobre as regulações vigentes aplicáveis a parques eólicos que comercializam energia tanto no ambiente livre como no ambiente regulado.

A comercialização de energia é regida pela Lei nº 10.848/2004 e por regras do Poder Concedente e do Regulador, com destaque para a Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020, que estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras eólicas (e outras fontes).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos são negociados entre as partes e usualmente apresentam prazos de vigência menores que no ACR, cabendo ao empreendedor a gestão deles, inclusive no que diz respeito aos arranjos comerciais necessários para amortização dos investimentos ao longo da vida útil do projeto. Portanto, a energia de um parque eólico no ACL pode ser negociada com diferentes compradores ao longo de sua operação comercial.

Já nos Leilões de Energia os contratos para a fonte eólica são de 20 anos. Logo, tendo comercializado em leilão, não existe impedimento legal para que os parques continuem a operar após o prazo final dos contratos, desde que estejam regularizados perante o poder concedente e demais órgãos.

Nesse sentido, cabe destacar a diferença entre os prazos de contrato de venda de energia e de autorização. Enquanto os primeiros são de usualmente de 20 anos nos Leilões de Energia, as outorgas de autorização têm vigência de 30 a 35 anos. Portanto, encerrado o contrato, o empreendedor ainda pode continuar operando sua usina por alguns anos adicionais, restando a definição sobre a comercialização da energia nesse período.

A comercialização da energia após o encerramento do contrato, no caso simples de extensão da vida útil do parque, sem alterações, pode se dar em diferentes mercados: no ACR, ACL (com contratos de menor prazo) ou mesmo sem contrato, apenas liquidando sua produção a PLD (com maior risco financeiro). Em qualquer caso, há que considerar os custos de operação e manutenção do parque em comparação com a receita esperada.

No caso do ACR, eventualmente essa comercialização poderia ocorrer por meio dos leilões de energia existente, embora estes leilões usualmente considerem apenas a participação de termelétricas. No entanto, para o caso de modernização dos aerogeradores, a forma de se comercializar a energia passa pelo entendimento da alteração técnica que será realizada

---

no projeto, da vida útil do projeto, do estágio e do tipo de contrato ao qual ele está submetido. Um ponto de atenção aqui é o de que, da mesma forma que ocorre com os projetos no mercado livre, qualquer alteração de característica técnica deverá ser precedida de aprovação pela ANEEL, por meio do processo disciplinado pela Portaria MME nº 481/2018.

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, partes de empreendimentos existentes que venham a ser objeto de ampliação, restritas ao acréscimo de capacidade, podem ser consideradas como novos empreendimentos de geração para participação nos Leilões. Isto ocorre com projetos termelétricos, por exemplo, quando se substitui uma máquina já em operação comercial por uma de maior potência. Neste caso, resguardada a parcela comprometida em contrato anterior, o acréscimo de capacidade é entendido como energia nova e pode ser comercializado em Leilões com esta finalidade. No entanto, é importante destacar que um empreendimento cuja energia tenha sido comercializada em Leilões de Energia de Reserva, ainda que a troca de uma máquina durante o período de outorga tenha ocorrido por motivos de necessidade, não poderá ter sua energia excedente comercializada, pois os Contratos de Energia de Reserva estabelecem que os projetos devem ser dedicados e, com isso, sua energia não pode ser comercializada de outra forma.

Assim, pode ser interessante para alguns empreendedores realizar a repotenciação de máquinas antes mesmo do fim do prazo de autorização vigente e solicitar extensão da outorga já com máquinas em condições de atendimento a demandas de longo prazo. Cabe ao empreendedor também avaliar se é mais vantajosa a criação de novos parques, com o descomissionamento de parques antigos, ou efetuar a repotenciação total dos parques antigos, com a troca de todas as máquinas existentes.

Destaca-se também uma mudança introduzida recentemente pela Medida Provisória (MP) nº 998/2020 ao tratar das reduções nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD) para determinadas fontes, inclusive a eólica. A MP prevê a manutenção dos descontos aos novos empreendimentos e ao montante acrescido de capacidade instalada, desde que solicitação seja feita dentro de 12 meses e de que a operação inicie em até 48 meses após a outorga (nova ou alterada). Tal medida pode representar um benefício para a repotenciação (parcial ou total) que resulte em potência adicional. Porém, a MP restringe o desconto ao prazo da outorga, não sendo aplicado no caso de prorrogação. Adicionalmente, a validade desta medida dependerá de sua manutenção no texto final e da conversão da MP em Lei, ainda não ocorrida até a conclusão desta Nota Técnica.

---

Observa-se uma série de configurações possíveis e que deverão ser avaliadas pelo empreendedor, além da relação custo-benefício de se modernizar o parque gerador, e que poderão dar maior viabilidade ao projeto.

Ao mesmo tempo, reforça-se a importância de se definir claramente o processo regulatório a ser seguido por aqueles que optarem pela modernização, inclusive com a eventual permissão de participação nos leilões do ACR, a fim de evitar ambiguidade de entendimento.

Adicionalmente, há que se considerar que o contexto atual difere daquele do PROINFA, dado que novos projetos se mostram bastante competitivos e têm tido participação expressiva nos leilões de energia e no mercado livre, a preços decrescentes. Por esta razão, não se enxerga atratividade na eventual extensão dos contratos antigos nos preços vigentes e, ainda que a preços menores, estes devem ser competitivos com o de novas usinas. Assim, reforça-se que a decisão pela extensão de vida útil ou repotenciação deve se dar por conta e risco do empreendedor, que avaliará os custos de investimento e manutenção necessários para continuidade da operação, frente aos preços de energia corrente

No que tange ao descomissionamento do parque, reforça-se a ainda pouca clareza legal e regulatória sobre as responsabilidades quanto à desmontagem e destinação dos equipamentos, como abordado na seção 2.2.1. Em complemento, as Resoluções Normativas nº 389/2009 e 876/2020 da ANEEL, por exemplo, estabelecem uma série de requisitos necessários à obtenção de outorga de autorização, além de direitos e deveres dos geradores, inclusive no que diz respeito à manutenção e conservação dos equipamentos em perfeitas condições de funcionamento, mas não preveem regras para o descomissionamento das usinas.

---

## 6 CONSIDERAÇÕES RELATIVAS AO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Como foi relatado nos capítulos anteriores, as usinas eólicas brasileiras mais antigas aproximam-se de vinte anos de operação, período em que a vida útil dos equipamentos entra em vias de encerramento. Embora os parques possam ser tecnologicamente modernizados, a decisão do empreendedor resulta da análise econômica baseada na regulamentação e oportunidades vigentes.

Para o planejamento energético, uma série de questões se levantam ante essa situação: a demanda pode contar com o suprimento de energia eólica desses parques em fim de vida útil? Em caso de descomissionamento do parque para aproveitamento do sítio em novo *layout*, o terreno onde o parque se assenta permite maior aproveitamento do recurso eólico sob a nova condição tecnológica? Quais os efeitos operativos trazidos ao SIN, tendo em vista os critérios de suprimento de energia? Como o sistema e o custo marginal de operação seriam afetados pela desativação, mesmo que gradual, do grande número de parques economicamente não-repotenciáveis ou operacionalizáveis além da vida útil original?

A substituição de fontes de geração de energia em fim de vida útil (técnica ou econômica) por novos empreendimentos requer previsibilidade para que os investimentos possam ser realizados no momento necessário, para que a nova oferta esteja disponível quando o sistema requerer. Dessa forma, mapear o montante de oferta eólica existente que possa ser modernizada ou que deva ser substituída por outras fontes demanda uma janela de tempo afinada com as decisões do setor. As ações no tempo necessário exigem a alocação de recursos financeiros, licenciamentos ambientais, disponibilidade de conexão para reposição desse suprimento, entre outras. Por isso deve-se reconhecer a importância dessa questão e levantar e explorar as demandas que surgem e se desdobram sob o ponto de vista do planejamento energético.

Nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), por exemplo, ao contrário das termelétricas, a saída das eólicas ainda não é considerada nesse horizonte de planejamento. Mas, dada a relevância que esse tema deve ganhar, os avanços necessários para essa consideração nos planos futuros já estão em estudo pela EPE. Para tanto, os questionamentos acima se fazem necessários.

Com relação ao atendimento da demanda, a questão que surge é se o gerador considerará a renda obtível com a liquidação dessa energia existente, seja pelo preço spot seja por meio de novos contratos de venda de energia existente, será satisfatória e capaz de cobrir as despesas requeridas para manter seu negócio e estender a vida operacional do parque. Entende-se que o ACL pode representar um potencial mercado para a energia gerada após

---

o encerramento dos contratos no ACR, sinalizando uma resposta positiva a essas questões, porém outros elementos devem compor essa avaliação.

É lugar comum que os custos de operação e manutenção sobem ao longo do tempo, em razão da necessidade de maior número de atividades de recuperação dos equipamentos desgastados, situação que cresce ao longo do tempo de operação do ativo. A eventual possibilidade de continuidade do parque com a configuração de aerogeradores existentes, no entanto, renovados pela substituição ou por *Retrofit*, enseja a questão da disponibilidade fabril de peças de reposição para esses equipamentos à data em que a decisão vier a ser executada. Muitos dos aerogeradores instalados são das primeiras gerações e sequer continuam a ser fabricados em razão do salto tecnológico dado na engenharia eólica. A troca de pás ou do conjunto gerador por outros fabricantes também é uma atividade de alto risco, pois a responsabilidade de performance e segurança operativa passa a ser um risco tanto para os fornecedores quanto para os operadores dos parques. Quem garantiria a segurança e operação de um aerogerador composto por diversos equipamentos projetados e testados para condições únicas e por distintos fabricantes?

Em se tomando a decisão de substituir, haveria prazo suficiente para amortizar o investimento? A decisão passa também pela valoração do conhecimento do recurso eólico obtido ao longo da operação do parque, reduzindo incertezas quanto a geração futura, em qualquer alternativa. Em não sendo considerado economicamente interessante, encerrado o contrato, não haveria compromisso de fornecimento de energia, o que desperta imediata atenção do planejador, nesse momento não se poderia mais contar com a contribuição energética desta usina.

Com relação à rede em que se conectam os parques, ou conjuntos de parques, aos troncos de transmissão, em caso de desativação do parque eólico, em muitos casos, o empreendedor seria o responsável pelo seu descomissionamento. No entanto, em outros casos ela é incorporada à rede básica e, em caso de desativação do parque eólico, a rede não seria necessariamente descomissionada. É importante considerar que os ativos de transmissão têm vida útil maior que a dos aerogeradores. Um questionamento que surge é se a rede elétrica, de responsabilidade do SIN, projetada e operada para injeções de potência do parque a ser desativado requereria investimentos adicionais como efeito da desmobilização da usina. A rede é dimensionada tanto para escoar geração quanto para aumentar confiabilidade. Então pode haver casos em que algum reforço de menor porte seja necessário. Isso deverá ser analisado caso a caso, já que a rede evolui com o tempo, tanto em termos de topologia como carga e outras gerações.

De certa forma, o que se visualiza são estreitas margens de readequação de um parque existente em razão de seu aprisionamento (*lock-in*) tecnológico, compreendido aqui como

---

o conjunto técnico, regulatório econômico e construtivo em que a instalação da usina se baseou. Esse aspecto é uma boa questão de como o planejamento deve considerar os anos finais de fornecimento dos parques contratados frente a garantia de suprimento do SIN.

Embora haja tempo até o encerramento da maioria dos contratos, permitindo a análise cuidadosa pelos empreendedores, o planejamento deve antever e antecipar questões e ações, que vão se tornar cada vez mais relevantes, dada a quantidade de projetos eólicos viabilizados nos últimos 20 anos. Assim, as respostas aos questionamentos formulados nesta Nota Técnica deverão reduzir as incertezas para o planejamento.

---

## 7 CONCLUSÕES

Nos próximos 10 anos, muitos parques eólicos brasileiros irão ultrapassar 20 anos de operação. Estes parques deverão optar entre: (i) continuar operando realizando apenas alguns ajustes em seus equipamentos; (ii) continuar operando mantendo as fundações e torre, mas substituindo componentes como rotor, nacele e *drive-train*; (iii) descomissionar os aerogeradores desde as suas fundações e aproveitar o local para instalar novos equipamentos; ou (iv) desativar totalmente o parque. Foram apontadas ações de modernização e de descomissionamento de turbinas eólicas usualmente praticadas quando os empreendimentos eólicos se aproximam do fim da sua vida útil operacional, avaliando para cada alternativa as vantagens, barreiras, pontos de atenção e outros fatores que podem afetar a decisão do proprietário de repotenciar, estender a vida útil ou desativar seus equipamentos.

O capítulo 2 apresenta que ações de repotenciação ou de extensão de vida útil permitem o aproveitamento de infraestrutura e do uso de um local cujo comportamento do vento já é bem conhecido. A troca de equipamentos por outros mais modernos permite otimizar o uso do recurso eólico e a redução de custos de manutenção. A desativação costuma ser a opção adotada apenas quando a extensão da vida útil ou repotenciação não se mostram viáveis. A escolha da ação mais apropriada para cada empreendimento, por parte do empreendedor, passa por avaliações técnicas, econômicas e regulatórias. Importante atenção deve ser dada à destinação ambientalmente adequada dos resíduos, que ocorre não apenas na desativação, mas também na repotenciação ou, mesmo, nas etapas de manutenção, de forma a ser mantido o caráter sustentável da fonte eólica de geração. Foram apontadas alternativas de reciclagem, reuso, tratamento e disposição final de resíduos.

Em seguida foram relatadas experiências internacionais sobre extensão da vida útil, repotenciação e descomissionamento, podendo-se perceber que aspectos regulatórios, ambientais, subsídios financeiros e aqueles relacionados à evolução tecnológica são os fatores que influenciam as iniciativas desenvolvidas nos países estudados. Foram apontadas as principais alterações adotadas nas experiências de repotenciação total e parcial e a existência ou ausência de regulações específicas relacionadas às ações, com destaque para a Europa, onde já houve um primeiro ciclo de fim de vida útil das eólicas.

Na sequência, o capítulo 4 indica a situação dos parques brasileiros, apontando seu tempo de operação e características técnicas, mostrando a relevância que as ações de modernização devem ganhar nos próximos 10 anos, dado que , mais de 50 parques eólicos, com potência instalada que ultrapassa os 900 MW, já terão ultrapassado os 20 anos de operação e contrato, sendo que quase a totalidade desse montante é proveniente de

---

contratações no PROINFA, logo, os proprietários dessas usinas, em breve, deverão enfrentar decisões acerca do fim da vida operacional.

Em função da evolução tecnológica foi realizado um estudo de caso estimando os possíveis ganhos energéticos com a substituição de aerogeradores antigos por outros modernos, tendo por base algumas das primeiras usinas instaladas no Nordeste e no Sul. Os resultados das simulações indicam que a repotenciação total, mantendo a potência do parque, permite ganhos entre 42% e 96% na produção de energia, com uma quantidade de turbinas significativamente menor. O fato de muitos dos locais escolhidos para a implantação desses empreendimentos estarem em regiões com vento notoriamente favorável à geração de energia também pode apontar para a vantagem em se continuar a operação destes empreendimentos. Há ainda o benefício de já se conhecer o comportamento do recurso, o que reduz riscos e incertezas tanto do ponto de vista da construção como da geração de energia. Outro fator é que o empreendimento, muitas vezes, já possui alto nível de aceitação na comunidade onde estão inseridos por, dentre outros aspectos, trazer dinamismo econômico na região.

No capítulo 5 foram apresentadas as regulações que tratam de comercialização de energia de parques eólicos. Vislumbra-se que a comercialização de energia proveniente de repotenciação ou de extensão da vida útil pode ocorrer tanto no ambiente livre quanto no regulado, sendo necessário que cada empreendedor avalie as possibilidades e os benefícios econômicos de cada alternativa. O descomissionamento deverá estar presente quando a opção for a desativação de parte ou totalidade do parque eólico e na repotenciação total. Percebe-se, porém, a falta de instrumentos legais e normativos que orientem esses procedimentos, sendo fundamental o planejamento e a destinação adequada dos resíduos gerados, de modo a manter o caráter sustentável da indústria eólica.

No capítulo 6 foram apresentadas diversas questões sobre como a decisão pela modernização ou descomissionamento devem afetar o planejamento energético, o que vai se tornar ainda mais relevante na próxima década, quando muitos parques eólicos completarão sua vida útil de projeto. Percebem-se ainda algumas indefinições que trazem incertezas ao planejamento e, por isso, esta Nota Técnica busca indicá-las, de modo a estimular a discussão sobre o assunto.

Conforme o exposto, conclui-se que questões referentes ao fim da vida útil operacional de parques eólicos se tornarão 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.

---

## 8 ESTUDOS FUTUROS

Ainda não foram realizados muitos estudos sobre questões relativas ao fim de vida operacional de parques eólicos no Brasil, portanto existem numerosas possibilidades de estudos futuros. Cada um dos temas tratados nesta Nota Técnica pode ser aprofundado em outros trabalhos. 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 das consequências para o Sistema Elétrico Brasileiro, inclusive no planejamento da transmissão, da desativação de muitas usinas eólicas.

---

## 9 REFERÊNCIAS

AMARAL, B.M. Modelos VARX para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia, Dissertação de Mestrado, PUC-RIO - Pontifícia Universidade Católica do Rio De Janeiro, Aceitação: 14/09/2011, Data da Certificação: 08/03/2012.

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 (2020a). Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em 11 set. 2020.

ANEEL (2020b). Sistema de Informações de Geração da ANEEL-SIGA. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 10 jul. 2020.

ANEEL. Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>. Acesso em: 10 set. 2020.

ANEEL. Resolução nº 74, de 25 de março de 1998. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1998074.pdf>. Acesso em: 21 set. 2020.

ANEEL. Resolução nº 278, de 28 de setembro de 1999. Autoriza, para fins de regularização, a Centrais Eólicas do Paraná Ltda. a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação da Usina Eólio-Elétrica de Palmas, no Município de Palmas, Estado do Paraná. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1999278.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2020.

ANEEL. Resolução Normativa nº 389, de 15 de dezembro de 2009. Estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações a pessoas jurídicas, físicas ou empresas reunidas em consórcio interessadas em se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores de Energia de Elétrica, tendo por objeto a implantação e/ou a exploração de central geradora de energia elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009389.pdf> . Acesso em: 05 out. 2020.

---

ANEEL. Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>. Acesso em: 05 out. 2020.

BAAK, W. (2019). Techno-economic analysis of repowering potential in North Rhine-Westphalia, Germany. 2019. Dissertação (Mestrado em ciência com enfoque no gerenciamento de projetos eólicos) - Department of Earth Sciences, Uppsala University, Gotland, 2019.

BOMGARDNER, M. M.; SCOTT, A. 2018. Recycling renewables. Can we close the loop on old batteries, wind turbines, and solar panels to keep valuable materials out of the trash? Chemical & Engineering News 96: 15, CEN [online]. Disponível em: <https://cen.acs.org/energy/renewables/Recycling-renewables/96/i15>. Acesso em: 25 nov. 2020.

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.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis [...], e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [2004]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm). Acesso em: 4 out. 2020.

BRASIL. Medida Provisória nº 998, de 1 de setembro de 2020. **Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 [...]** e dá outras providências. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2020/Mpv/mpv998.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/Mpv/mpv998.htm). Acesso em: 24 nov. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 481, de 26 de novembro de 2018. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, ed 228, p.152. 28 nov. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em:

---

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 10 set. 2020.

BRASIL. 2010. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências.

CanWEA. Decommissioning/Repowering a Wind Farm. Canadian Wind Energy Association. Disponível em: <https://canwea.ca/communities/decommissioningrepowering-wind-farm>. Acesso em: 12 dez.2020.

CCEE. Resultado Consolidado dos Leilões - 07/2020. São Paulo: Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 10 ago. 2020.

Contech Engineered Solutions 2020. Tensionless Pier Wind Turbine Foundation. Disponível em: <https://www.conteches.com/wind>. Acesso em: 14 nov. 2020.

DNV GL. DNVGL-ST-0262: Lifetime extension of Wind turbines, edition 2016-03. Disponível em: <https://www.dnvgl.com/power-renewables/download/dnvgl-st-0262-lifetime-extension-of-wind-turbines-2016-03>. Acesso em: 9 jul. 2020.

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

Energy Economic Times. India Announces Repowering Policy. Disponível em: <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/renewable/india-announces-repowering-policy-for-wind-energy-projects/53619122>. Acesso em: 15 dez. 2020.

Energy Facts. Vestas wins repowering order for the Overgaard II wind Project. Disponível em: <https://www.energyfacts.eu/vestas-wins-repowering-order-for-the-overgaard-ii-wind-project/>. Acesso em: 22 nov. 2020.

Energy Global. China's wind repowering market to boom. Disponível em: <https://www.energyglobal.com/wind/17122019/chinas-wind-repowering-market-to-boom/> Acesso em: 19 dez. 2020.

Energy Watch. The Netherlands approves Vattenfall's big repowering Project. Disponível em: <https://energywatch.eu/EnergyNews/Renewables/article11747727.ece>. Acesso em: 20 out. 2020.

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.

ESPÉCIE, M.A.; SALIBA, A.S.; MATTOS, A.D.M.; COELHO, C.M.; ALMEIDA, E.M.; SODRÉ, F.N.G.A.S.; MORAES, J.B.; DURÃO, J.V.; PINHEIRO, M.R.C.; MATOS, R.O.; GUIMARÃES, R.V.; GOMES, V.S.M. 2018. Avaliação de impacto ambiental em projetos eólicos no Brasil: uma análise a partir de estudos ambientais de empreendimentos vencedores nos leilões de energia. In: 4º Congresso Brasileiro de Avaliação de Impacto, Fortaleza, 2018. 7p.

GUERRERO, P. C.; MANCINI, S. D.; TOUBIA, C. M. 2011. Caracterização e reciclagem química via pirólise de resíduos da fabricação de pás eólicas. *Holos Environment*, v.11 n.2: 147-157.

IDAM Infra 2018. Theme Paper: Procurement of Wind Power. Wind Vision India 2035. IDAM Infrastructure Advisory. Disponível em: <https://idaminfra.com/wp-content/uploads/2016/07/Procurement-of-Wind-Power.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2020.

Institute for energy research 2019. The Cost of Decommissioning Wind Turbines is Huge. Disponível em: <https://www.instituteforenergyresearch.org/renewable/wind/the-cost-of-decommissioning-wind-turbines-is-huge/>. Acesso em: 24 nov 2020.

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.

JORGENSEN, B. H., HOLTTINEN, H., OPERANTING, I. W., DAHLGAARD, K., JAKOBSEN, K., & MARTÍ I. IEA Wind TCP Annual Report 2019. IEA Wind. 2019.

Kallista Energy. Le démantèlement et le renouvellement (repowering) de parcs éoliens. Disponível em: <https://www.kallistaenergy.com/energies-renouvelables/demantelement-renouvellement/>. Acesso em: 12 dez. 2020.

KNUTSON, K. 2019. Wind farm repowering and decommissioning is big business. Energy Central. Disponível em: <https://energycentral.com/c/cp/wind-farm-repowering-and-decommissioning-big-business>. Acesso em: 25 nov. 2020.

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

---

LARSEN, K. 2011. 2011. Recycling wind blades. Environment. National Wind Watch. Disponível em: <https://www.wind-watch.org/documents/recycling-wind-blades/> .Acesso em: 27 nov. 2020.

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.

LEÃO, R. P. S.; ANTUNES F. L. M., e FROTA, E. F. As Perspectivas da Energia Eólica no Estado do Ceará [1999]. Disponível em: <http://www.abenge.org.br/cobenge/arquivos/20/st/t/t163.pdf>. Acesso em: 21 set. 2020.

MARTÍNEZ, E.; LATORRE-BIEL, J.I.; JIMÉNEZ, E.; SANZ, F.; BLANCO, J. 2018. Life cycle assessment of a wind farm repowering process. Renewable and Sustainable Energy Reviews 93 (2018) 260–271.

ORNELLAS, L. F. T.; TOFANELI, L. A.; SOUZA, M. L. & e ALMEIDA, A. P. S. M. Descomissionamento de parque eólico no conceito da economia circular. BWP 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.

RTPI - Royal Town Planning Institute. Why time-limited planning permissions on wind farms need to be rethought. Disponível em: <https://www.rtpi.org.uk/blog/2020/december/why-time-limited-planning-permissions-on-wind-farms-need-to-be-rethought/>. Acesso em: 17 nov. 2020.

Saur Energy. Can Repowering Deliver 10 GW of Wind Energy for India? Disponível em: <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/can-repowering-deliver-10-gw-of-wind-energy-for-india>. Acesso em: 17 nov. 2020.

SCHREINER, G. H.; CODONHO, M.L.P.C.F. 2018. Descomissionamento Ambiental: análise da temática em empreendimentos de geração de energia eólica. In: Jornada de Integração Científica, 4ª, 2018, Florianópolis. Cadernos de Iniciação Científica: Faculdade Cesusc, 2018, v.3, n.1.

Setterwalls. Repowering Wind Farms in Sweden – Securing Technical and Economical Sustainability. Disponível em: <https://setterwalls.se/aktuellt/artikel/repowering-wind>

---

[farms-sweden-securing-technical-and-economical-sustainability-0](#). Acesso em: 28 nov. 2020.

SIMÕES, T., S., COUTO, A., ESTANQUEIRO, A. Contribuição da repotenciação de centrais eólicas para as metas do PNEC 2030. LNEG – Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia. Manutenção Eólica. Julho de 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.

TEREZA, J. C. 2019. Levantamento de opinião sobre o descomissionamento de parques eólicos no Brasil. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia de Energia - Universidade Federal de Santa Catarina. 44p.

The Portugal News. €18 million allocated to replace wind turbines in Vila do Bispo. Disponível em: <https://www.theportugalnews.com/news/18-million-allocated-to-replace-wind-turbines-in-vila-do-bispo/47551>. Acesso em: 15 dez. 2020.

WISER, R.; BOLINGER, M. 2019. 2018 Wind Technologies Market Report. Lawrence Berkeley National Laboratory. U.S. Department of Energy (D.O.E.).

Wind Europe. Decommissioning of Onshore Wind Turbines-Industry Guidance Document. 2020. Disponível: <https://windeurope.org/data-and-analysis/product/decommissioning-of-onshore-wind-turbines/>. Acesso em: 5 nov. de 2020.

Wind Europe. Repowering and Lifetime Extension: making the most of Europe’s wind energy resource. The European Wind Industry’s views on managing wind energy assets at end of their operational lifetime. 2017.

Wind Europe. Wind Energy in Europe: Outlook to 2023. 2019.

Windfair - The Wind Energy Portal. ACCIONA Finishes Repowering Project in Spain. Disponível em: <https://w3.windfair.net/wind-energy/news/30492-acciona-nordex-turbines>. Acesso em: 8 nov. 2020.

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](https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/opex_paper_final.pdf). Acesso em: 10 jul. 2020.

---

Wood Mackenzie. 65GW of European onshore wind turbines need upgrades or replacements by 2028. Disponível em: <https://www.woodmac.com/press-releases/65GW-European-onshore-wind-turbines-need-upgrades-or-replacements-by-2028>. Acesso em: 10 dez. 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.

ZIMMERMANN, T. & GÖBLING-REISEMANN, S. 2012. Influence of site specific parameters on environmental performance of wind energy converters. Energy Procedia 20: 402 – 413.

## APÊNDICE

Os dados utilizados no Item 4.2.1 são mostrados nas Tabelas abaixo.

**Tabela 3 - Índices de Fator de Capacidade – Nordeste e Sul**

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>LITORAL NORDESTE (Fator de Capacidade Médio = 32,0%)</b>												
2012	103%	101%	94%	95%	98%	98%	124%	144%	146%	153%	103%	114%
2013	98%	127%	96%	55%	71%	69%	87%	129%	144%	139%	133%	106%
2014	112%	88%	72%	53%	58%	98%	114%	138%	138%	151%	114%	115%
2015	115%	84%	66%	51%	82%	87%	112%	143%	139%	140%	106%	107%
2016	52%	85%	78%	90%	79%	93%	120%	134%	145%	145%	133%	113%
2017	102%	78%	50%	64%	59%	83%	97%	110%	148%	132%	103%	94%
2018	80%	47%	45%	45%	59%	84%	105%	114%	133%	110%	124%	86%
2019	91%	49%	40%	36%	56%	88%	87%	130%	138%	135%	116%	107%
<b>SUL (Fator de Capacidade Médio = 29,0%)</b>												
2012	96%	69%	81%	90%	81%	68%	90%	126%	144%	133%	102%	94%
2013	95%	73%	84%	103%	71%	78%	61%	98%	101%	126%	166%	118%
2014	68%	91%	85%	98%	68%	110%	115%	103%	137%	127%	104%	94%
2015	68%	79%	90%	72%	92%	67%	77%	127%	97%	140%	141%	100%
2016	113%	82%	92%	100%	83%	95%	116%	86%	115%	180%	116%	100%
2017	85%	72%	98%	123%	118%	86%	92%	127%	126%	133%	105%	131%
2018	105%	83%	62%	56%	94%	82%	101%	128%	127%	119%	150%	101%
2019	95%	63%	88%	65%	77%	67%	97%	99%	104%	100%	145%	120%

**Tabela 4 - Índices de Energia – Nordeste e Sul**

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>LITORAL NORDESTE (Energia Média = 361 W/m<sup>2</sup>)</b>												
2012	107%	97%	90%	97%	109%	109%	133%	195%	162%	176%	113%	118%
2013	104%	118%	95%	61%	84%	79%	99%	155%	155%	150%	138%	107%
2014	108%	87%	68%	52%	56%	93%	116%	155%	134%	149%	114%	107%
2015	100%	75%	53%	45%	73%	77%	92%	152%	130%	134%	100%	95%
2016	42%	67%	65%	74%	71%	94%	130%	136%	153%	142%	134%	96%
2017	87%	67%	42%	52%	59%	85%	117%	135%	174%	143%	117%	92%
2018	73%	40%	42%	39%	60%	89%	115%	125%	144%	111%	118%	74%
2019	68%	38%	26%	31%	54%	86%	79%	132%	134%	131%	106%	95%
<b>SUL (Energia Média = 374 W/m<sup>2</sup>)</b>												
2012	106%	62%	77%	83%	77%	67%	87%	150%	197%	175%	137%	106%
2013	89%	67%	83%	97%	60%	76%	69%	85%	97%	141%	217%	112%
2014	63%	99%	70%	89%	57%	112%	104%	114%	153%	165%	116%	90%
2015	61%	64%	76%	65%	81%	51%	74%	119%	97%	165%	142%	100%
2016	115%	73%	85%	85%	67%	78%	155%	68%	142%	220%	104%	103%
2017	71%	65%	80%	125%	148%	78%	80%	164%	143%	142%	110%	123%
2018	91%	65%	45%	45%	81%	73%	99%	132%	125%	110%	157%	83%
2019	89%	49%	73%	52%	62%	51%	100%	85%	99%	97%	159%	113%