

# **AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EÓLIOELÉTRICAS NO CEARÁ PELOS INDICADORES ÁREA IMOBILIZADA E CUSTO NIVELADO DE ENERGIA**

**Jairon Isaias Leal** (UFC) - jaironil@yahoo.com.br

**Mônica Castelo Guimarães albuquerque** (Instituição - a informar) - monica.albuquerque@ufc.br

## **Resumo:**

*Este trabalho apresenta uma pesquisa que caracteriza e investiga o uso da terra e os custos para geração de eletricidade em Usinas Eólioelétricas (UEE) no estado do Ceará, assim como também propõe e avalia a hipótese de hibridização (inserção de módulos fotovoltaicos) em UEE como uma alternativa para ponderar a performance energética e econômica nesses empreendimentos. Em primeira análise, esta pesquisa levantou e agrupou dados da ocupação territorial e de índices econômicos de empreendimentos eólioelétricos no estado do Ceará a fim de calcular os indicadores Área Imobilizada (AI) e Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês). Como resultado, estabeleceu-se os seguintes valores médios de AI e de LCOE: 768 m<sup>2</sup>ano/MWh e R\$ 187/MWh, respectivamente. Esses cálculos motivaram a investigação de um estudo de caso na usina Malhadinha 1 para simular a efetividade das usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. O estudo comparou dois cenários: o primeiro com hibridização a fim de suprir a potência complementar e o segundo com hibridização a fim de aproveitar uma máxima parcela de área ociosa entre os aerogeradores da usina. O resultado apresentou, para o primeiro cenário, um aprimoramento de 31% na produção anual média de eletricidade e de 23% no indicador AI, porém com um aumento de 54% no LCOE. O segundo cenário teve um aprimoramento de 132% na produção anual média de eletricidade e de 57% no indicador AI, porém apresentou um aumento considerável de 137% no indicador LCOE. Com esses resultados, interpretou-se que, pelos cenários e premissas adotados, a iniciativa de tornar um empreendimento puramente eólioelétrico em um híbrido (eólico-fotovoltaico) promoveria um aprimoramento na utilização do território para gerar eletricidade. Deve-se, contudo, ponderar as vantagens/desvantagens econômicas dessa possibilidade de hibridização a fim de utilizar estrategicamente os recursos eólico e solar no domínio territorial do empreendimento.*

**Palavras-chave:** Área Imobilizada, Custo Nivelado de Energia, usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.

**Área temática:** Outras fontes renováveis de energia

**Subárea temática:** Simulação, análise, equipamentos e sistemas de conversão eólica para eletricidade

# AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EOLIOELÉTRICAS NO CEARÁ PELOS INDICADORES ÁREA IMOBILIZADA E CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

Jairon Isaias Leal – jaironil@yahoo.com.br

Mônica Castelo Guimarães Albuquerque – monica.albuquerque@ufc.br  
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Mecânica

**Resumo.** Este trabalho apresenta uma pesquisa que caracteriza e investiga o uso da terra e os custos para geração de eletricidade em Usinas Eólicas (UEE) no estado do Ceará, assim como também propõe e avalia a hipótese de hibridização (inserção de módulos fotovoltaicos) em UEE como uma alternativa para ponderar a performance energética e econômica nesses empreendimentos. Em primeira análise, esta pesquisa levantou e agrupou dados da ocupação territorial e de índices econômicos de empreendimentos eólicas no estado do Ceará a fim de calcular os indicadores Área Imobilizada (AI) e Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês). Como resultado, estabeleceu-se os seguintes valores médios de AI e de LCOE: 768 m<sup>2</sup>ano/MWh e R\$ 187/MWh, respectivamente. Esses cálculos motivaram a investigação de um estudo de caso na usina Malhadinha 1 para simular a efetividade das usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. O estudo comparou dois cenários: o primeiro com hibridização a fim de suprir a potência complementar e o segundo com hibridização a fim de aproveitar uma máxima parcela de área ociosa entre os aerogeradores da usina. O resultado apresentou, para o primeiro cenário, um aprimoramento de 31% na produção anual média de eletricidade e de 23% no indicador AI, porém com um aumento de 54% no LCOE. O segundo cenário teve um aprimoramento de 132% na produção anual média de eletricidade e de 57% no indicador AI, porém apresentou um aumento considerável de 137% no indicador LCOE. Com esses resultados, interpretou-se que, pelos cenários e premissas adotados, a iniciativa de tornar um empreendimento puramente eólico em um híbrido (eólico-fotovoltaico) promoveria um aprimoramento na utilização do território para gerar eletricidade. Deve-se, contudo, ponderar as vantagens/desvantagens econômicas dessa possibilidade de hibridização a fim de utilizar estrategicamente os recursos eólico e solar no domínio territorial do empreendimento.

**Palavras-chave:** Área Imobilizada, Custo Nivelado de Energia, usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.

## 1. INTRODUÇÃO

Desde 2002, quando foi impulsionada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), a geração eólica vem sendo gradativamente integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e ganha notoriedade no mercado nacional de energia elétrica. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG, 2019a), em maio de 2019 registrou-se 15 GW em capacidade instalada, o que representa 9% de participação dessa fonte na matriz energética brasileira. Entre os anos 2005 e 2019, essa participação foi ampliada em mais de 50.000% – de 27,1 MW em 2005 para 15,9 GW em 2019 (BIG, 2019a; Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, 2019). Tal crescimento é ilustrado pela Fig. 1 (ABEEÓLICA, 2019).

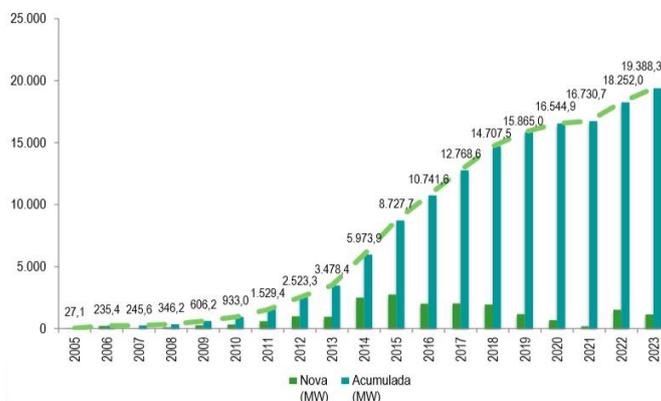


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil, fevereiro de 2019.

## 1.1 Panorama da geração eólicoelétrica no Brasil e no Ceará

Em relação à capacidade instalada registrada em maio de 2019, o Ceará ocupa a terceira colocação (2.055,0 MW) no âmbito nacional, atrás do Rio Grande do Norte (4.053,6 MW) e da Bahia (3.927,5MW) (BIG, 2019a). No âmbito estadual, segundo dados de maio de 2019 do BIG (2019b), a energia eólicoelétrica ocupa a segunda posição em capacidade instalada com 2.055,0 MW – 46% de participação –, ficando atrás apenas da energia termelétrica com 2.159 MW – 49% de participação. Esses dados demonstram a importante representatividade que a fonte eólica tem na matriz energética do Ceará. Nesse contexto, Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016) destaca que, quando Usinas Eólicoelétricas destinam-se ao atendimento da demanda elétrica instantânea, há um desafio relacionado à infraestrutura de conexão à rede básica pelo fato das UEE estarem situadas usualmente distantes dos centros de consumo. Além disso, a relação eletricidade gerada (W) / área ocupada (m<sup>2</sup>) é relativamente pequena (baixa densidade energética), o que representa às instalações de transmissão do SIN um custo elevado em relação ao custo total do empreendimento.

## 1.2 Análise do uso da terra em UEE a partir do indicador Área Imobilizada (AI)

Segundo Denholm *et al.* (2009), uma problemática relevante, que sucede nesse contexto de inserção da fonte eólica em larga escala, é o uso potencialmente significativo da terra justificado pela baixa densidade energética de empreendimentos eólicoelétricos. Em Moreira *et al.* (2015), apresenta-se um relevante indicador que permite a quantificação e análise do impacto sobre o uso da terra a partir da área ocupada por diferentes tecnologias para a geração de eletricidade: Área Imobilizada (AI). Destaca-se que o valor médio mundial de 1.129 m<sup>2</sup>ano/MWh para geração eólicoelétrica será utilizado nesta pesquisa como parâmetro para a investigação dessa temática.

Perante essa perspectiva e considerando que em breve a área requerida pelas UEE poderá ser um dos fatores limitantes para o desenvolvimento de projetos eólicoelétricos em terra, Leoni *et al.* (2016) apontam que empreendimentos de geração híbrida eólico-fotovoltaica poderiam atenuar impactos ao meio ambiente por reduzir o valor de área e vegetação a ser suprimida e, como consequência natural, podem ser uma alternativa meritória frente à problemática do uso territorial e também à sistemática da geração de fontes intermitentes.

Nesse sentido, o aproveitamento das áreas ociosas das UEE para implantação de módulos fotovoltaicos (FV) – dado que os aerogeradores e a infraestrutura circundante ocupam apenas uma pequena parte da área total de uma instalação eólica (DENHOLM *et al.*, 2009) – cria parques com geração combinada para aproveitar toda estrutura de conexões, subestações e transmissão (Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas – SEBRAE, 2017).

## 1.3 Análise econômica em UEE a partir do indicador custo nivelado de energia (LCOE)

No que tange aos aspectos econômicos, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL, 2015) salienta que a principal barreira inerente às UEE diz respeito ao seu regime operacional intermitente e à dificuldade de acumulação na produção. Nessa perspectiva, apresenta-se o Custo Nivelado de Energia (do inglês, *Levelized Cost of Energy* – LCOE) que, segundo Bosch (2018), é uma métrica comumente utilizada do custo (simplificado) para geração de eletricidade usando uma tecnologia de geração específica. Bosch (2018) acrescenta que um preço médio da eletricidade vendida pela usina acima do LCOE pode render um retorno sobre o capital empregado durante a construção, enquanto um preço abaixo do LCOE poderia resultar em uma perda.

A Eq. 1 é uma das mais simples para o cálculo do LCOE, mas também das mais úteis para a comparação de tecnologias (adaptada de OTEO, 2014; Fraunhofer ISE, 2018):

$$LCOE = \frac{(I_0 * FAN_t) + O\&M + D + C + Comb}{E} \quad (1)$$

Onde:  $I_0$  é o investimento inicial (R\$),  $FAN_t$  é o fator de anuidade no período de operação (%), O&M são custos com operação e manutenção (R\$), D é o custo com descomissionamento (R\$), C é o custo pela emissão de carbono Comb é o custo com combustível (R\$) e E é a eletricidade produzida (MWh). O  $FAN_t$  é calculado pela Eq. 2 (Fraunhofer ISE, 2018):

$$FAN_t = \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1} \quad (2)$$

Onde:  $i$  é a taxa de desconto anual (%) e  $t$  é o período de operação da usina de geração (anos). É importante ressaltar que, no caso das energias renováveis, os custos de combustível e de carbono não são contabilizados (OTEO, 2014).

Em Lazard Co (2018), é apresentado um valor médio mundial de \$ 43/MWh (em reais, R\$ 157/MWh) para geração eólicoelétrica que será usado neste trabalho como parâmetro para a investigação dessa temática. Considerando, dessa forma, o LCOE uma boa métrica econômica de tecnologias de geração de eletricidade, QVARTZ (2014) acrescenta que os híbridos teriam um CAPEX inicial mais alto, mas a disponibilidade aumentada do sistema aumentaria a receita. Dessa forma, justifica-se uma avaliação sobre a possível efetividade da hibridização – processo em que se

associa uma fonte energética a outra já em operação – com o intuito de melhorar o aproveitamento desse espaço territorial disponível para uma geração de eletricidade combinada.

## 2. USINAS HÍBRIDAS

Mediante a conjuntura apresentada, diversos agentes setoriais estão debatendo no Brasil sobre a viabilidade de agragar maior capacidade de geração a partir da produção de energia elétrica com usinas que utilizem mais de uma fonte primária, chamadas de usinas híbridas (EPE, 2017). Com o objetivo de tornar a discussão ainda mais técnica, a EPE (2018b) apresentou as seguintes definições:

**a) Usinas Adjacentes:** basicamente, são aquelas construídas próximas em entre si, podendo inclusive utilizar o mesmo terreno e compartilhar instalações de interesse restrito. Do ponto de vista da conexão, cada usina deve contratar uma capacidade de uso da Rede Básica ou de Distribuição compatível com a sua potência instalada, conforme as regras vigentes. Do ponto de vista do sistema, tratam-se de duas usinas distintas, já que não há compartilhamento de equipamentos de geração;

**b) Usinas Associadas:** similares às adjacentes, porém com um nível maior de integração. Duas (ou mais) usinas de fontes energéticas que, além de estarem próximas (podendo utilizar o mesmo terreno), compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Esse arranjo inclui a contratação de uma capacidade de uso da rede menor do que a soma de suas potências individuais, o que traria alguma economia com tarifas de uso da rede;

**c) Usinas Híbridas:** aquelas em que as fontes se combinem ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível sequer distinguir qual fonte primária foi responsável por que parte da geração de energia elétrica. Nesse caso, não haveria o corte elétrico, pois a limitação já estaria na etapa anterior, de produção de energia elétrica;

**d) Portfólios Comerciais:** A composição de portfólios comerciais de projetos de diferentes fontes se distingue das categorias anteriores por não envolver, necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos. Esse arranjo não afeta a contratação do uso da rede, que deve ser feito individualmente para cada usina. Sua natureza é apenas comercial-contratual, como forma de diversificação de ativos e redução de riscos por parte dos geradores, sobretudo no caso de usinas com geração complementar, independente de estarem próximas entre si.

Quanto aos aspectos operacionais de usinas híbridas, EPE (2018a) apresenta a Tab. 1 que sumariza a categorização das tipologias propostas juntamente com os respectivos aspectos operacionais.

Tabela 1 – Resumo da operacionalidade dos tipos de combinação entre fontes primárias para geração de eletricidade.

	USINAS ADJACENTES (a)	USINAS ASSOCIADAS (b)	USINAS HÍBRIDAS (c)	PORTFÓLIOS COMERCIAIS (d)
Aumento do fator de capacidade	Não	Sim, ao considerar a geração conjunta.	Sim	Não
Redução da ociosidade do sistema de transmissão	Não	Sim	Sim	Não
Corte elétrico	Não	Sim, a capacidade do sistema de transformação/conexão é menor que a somadas potências nominais	Não. Porém, há possibilidade de desotimização da fonte primária.	Não
Otimização de uso de terra e operação	Sim	Sim	Sim	Não, necessariamente

Por conseguinte, ao se observar na Tab. 1 que as tipologias Usinas Associadas (tipo b) e de Usinas Híbridas (tipo c) podem promover uma melhoria na operacionalidade do sistema gerador de eletricidade, destaca-se esses dois tipos como potenciais modelos para a hipótese de hibridização de UEE em operação que é feita neste estudo.

### 3. METODOLOGIA PARA COLETA E AFERIÇÃO DE DADOS

A metodologia seguida nesta pesquisa foi dividida em duas etapas.

#### 3.1 Síntese da AI e do LCOE das UEE do Ceará

Em um primeiro momento, a metodologia empregada nesta pesquisa contemplou o levantamento e agrupamento de dados disponíveis no portal do BIG disponibilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em que foram coletadas as seguintes informações: nome, potência nominal e localidade de UEE em operação comercial no Ceará. Em seguida, dados oficiais das áreas de ocupação dessas UEE foram obtidos, majoritariamente, a partir de consulta aos Relatórios de Impacto Ambiental presentes no acervo da biblioteca da Superintendência Estadual do Meio Ambiente e também a partir de documentos norteadores de órgãos públicos e de empresas privadas do setor.

A partir desses valores, os valores de Produção Anual média de Eletricidade (PAE) foram calculados conforme a Eq. 3 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE = Pot_{pe} \times FC_{m\u00e9dio} \times 8760 \quad (3)$$

Onde:  $Pot_{pe}$  é a potência instalada e  $FC_{m\u00e9dio}$  é o fator de capacidade médio (%) calculado a partir do Boletins Mensais de Geração Eólica publicados pelo Operador Nacional do Sistema El\u00e9trico entre o per\u00edodo de janeiro de 2010 a janeiro de 2019. O valor de 8760 \u00e9 a quantidade de horas anuais. Na sequ\u00eancia, os valores do indicador AI foram calculados pela Eq. 4 (MOREIRA *et al.*, 2015).

$$AI = \frac{A_{pe} \times t}{PAE} \quad (4)$$

Em que  $A_{pe}$  \u00e9 a \u00e1rea (m<sup>2</sup>) de cada usina catalogada e  $t$  \u00e9 o per\u00edodo de opera\u00e7\u00e3o utilizado para essa an\u00e1lise (25 anos). Determinado os valores de AI, em um segundo momento coletou-se dados que embasaram a an\u00e1lise financeira a partir do LCOE como o investimento inicial, custo de descomissionamento, custo de opera\u00e7\u00e3o e manuten\u00e7\u00e3o e a taxa de desconto anual.

#### 3.2 Descri\u00e7\u00e3o do estudo de caso

Em um segundo momento, a metodologia empregada nesta pesquisa consistiu em uma investiga\u00e7\u00e3o atrav\u00e9s de um estudo de caso com a finalidade de simular a performance energ\u00e9tica (tendo o indicador AI como m\u00e9trica) e econ\u00f4mica (tendo o LCOE como m\u00e9trica) de uma hipot\u00e9tica hibridiza\u00e7\u00e3o da usina Malhadinha 1, que est\u00e1 localizada na Serra de Ibiapina no Cear\u00e1. A Tab. 2 apresentada em Leal (2019) resume as especifica\u00e7\u00f5es t\u00e9cnicas da usina escolhida para o estudo de caso.

Tabela 2 - Especifica\u00e7\u00f5es da usina Malhadinha 1

PAR\u00c2METROS	DESCRI\u00c7\u00d5ES
Pot\u00eancia contratada	12,8 MW <sub>m\u00e9dio</sub>
Fator de Capacidade esperado	55,4%
In\u00edcio de opera\u00e7\u00e3o comercial	20/10/2016
Pot\u00eancia nominal por aerogerador	2,1 MW
N\u00famero de aerogeradores	11
Fator de Capacidade m\u00e9dio verificado	48,2%

Da Tab. 2, ressalta-se a importante informa\u00e7\u00e3o de que, em valores m\u00e9dios, Malhadinha 1 n\u00e3o tem gerado a pot\u00eancia contratada. Acerca dessa particularidade, Sousa e Nascimento (2012) afirmam que a gera\u00e7\u00e3o de energia de um empreendimento e\u00f3lico vencedor do leil\u00e3o pode ser at\u00e9 30% maior ou 10% menor que a pot\u00eancia contratada, sem que haja nenhuma penaliza\u00e7\u00e3o imediata. Esse apontamento \u00e9 importante para a presente pesquisa porque tamb\u00e9m parametriza a avalia\u00e7\u00e3o do desempenho econ\u00f4mico dos cen\u00e1rios de hibridiza\u00e7\u00e3o propostos para Malhadinha 1. Essa usina foi escolhida pelos seguintes crit\u00e9rios: configura\u00e7\u00e3o espacial favor\u00e1vel (disposi\u00e7\u00e3o dos aerogeradores e topografia) e, primordialmente, pela incid\u00eancia favor\u00e1vel do recurso solar na regi\u00e3o a qual a usina est\u00e1 instalada.

Com intuito de mensurar o efeito da hibridiza\u00e7\u00e3o sobre os indicadores AI e LCOE, avaliou-se dois cen\u00e1rios de gera\u00e7\u00e3o de eletricidade a partir de dois fatores limitantes para a delimita\u00e7\u00e3o da pot\u00eancia nominal da Usina Solar Fotovoltaica (UFV) projetada. Tais fatores s\u00e3o descritos a seguir, assim como as caracter\u00edsticas e as respectivas metodologias de c\u00e1lculo da pot\u00eancia nominal, da PAE, da AI e do LCOE de cada cen\u00e1rio projetado:

**Cenário 1.** Neste cenário o fator limitante refere-se à potência nominal de Malhadinha 1 ( $Pot_{pe}$ ), que é 23,1 MW, de modo que a hipotética UFV deste cenário tenha um valor de potência nominal igual ao valor da diferença entre a  $Pot_{pe}$  e a potência média verificada. Por convenção, define-se essa diferença como potência complementar ( $Pot_{compl}$ ) e seu cálculo foi determinado pela Eq. 5 (adaptada de EPALANGA, 2013).

$$Pot_{n,c1} = Pot_{compl} = Pot_{pe} - (Pot_{pe} \times FC_{médio}) \quad (5)$$

Em que  $Pot_{n,c1}$  é a potência nominal da UFV do cenário 1. Assim, a potência  $Pot_{n,c1}$  equivale a aproximadamente 12 MW. Em seguida, a PAE deste cenário foi calculada pela Eq. 6 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE_{c1} = [(Pot_{pe} \times FC_{médio}) + (Pot_{n,c1} \times FC_{e,FV})] \times 8760 \quad (6)$$

Onde:  $PAE_{c1}$  é a produção anual média de eletricidade do cenário 1 (MWh) e  $FC_{e,FV}$  é fator de capacidade estimado (%) para a UFV. Em posse do valor de  $PAE_{c1}$ , o valor de AI foi calculado pela Eq. 4.

**Cenário 2.** O segundo fator limitante refere-se à área disponível para o arranjo fotovoltaico dentro do domínio territorial do empreendimento eólicoelétrico avaliado. Essa premissa foi escolhida porque possibilita uma avaliação direta da otimização do uso da terra em face do aumento da eletricidade gerada. Para a estimativa da área ocupada pelos arranjos FV pressupostos foi utilizado o programa *SketchUp/Skelion*.

Neste cenário, a Usina Híbrida Eólico-Fotovoltaica (UHEFV) foi dimensionada a partir da consideração de que a UFV estaria distribuída apenas no espaço que é denominado, por convenção, de área ociosa da planta eólicoelétrica. Os dados modificados no *SketchUp/Skelion* foram o ângulo de inclinação para 10°, conforme sugerido por Alves (2017), e o modelo do módulo para alfasolar 275 P6 porque não havia o modelo da Canadian CS6K- 275 P e o escolhido tem a mesma potência nominal mínima (PNM). Os demais dados foram mantidos conforme o padrão predefinido do programa. Também ao selecionar-se a região, foi possível calcular o número de módulos ( $N_{FV}$ ) inseridos na área delimitada. Uma vez determinado esse número, foi possível calcular a potência em megawatts pico ( $MW_p$ ) através da multiplicação simples de  $N_{FV}$  pela PNM de 275  $W_p$ .

A UHEFV proposta deve ter a potência nominal em megawatts (MW) e, portanto, é igual à potência nominal do inversor ( $Pot_{n,i}$ ) da UFV. O inversor é o elo de ligação entre os módulos e a rede elétrica e, segundo Macêdo (2006) e Dias (2006), a otimização de sistemas FV conectados à rede é obtida, no Brasil para as regiões Sul e Sudeste, a partir de índices de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) inferiores a 0,9 e para regiões de baixa latitudes a partir de índices de FDI entre 0,9 e 1. Assim, estimou-se um FDI de 0,9 para dimensionar a potência em corrente alternada dos arranjos FV para o cenário 2 a partir da Eq. 7 (COSTA, 2010).

$$Pot_{n,i} = Pot_{n,c2} = Pot_{n,m} \times FDI \quad (7)$$

Em que  $Pot_{n,i}$  é a potência nominal dos inversores (MW),  $Pot_{n,c2}$  é a potência nominal da UFV do cenário 2,  $Pot_{n,m}$  é a potência nominal dos módulos ( $MW_p$ ) e FDI é o fator de dimensionamento do inversor estimado. Determinado o valor da  $Pot_{n,c2}$ , seguiu-se a mesma metodologia de cálculo para PAE e AI do cenário 1. Assim, a PAE deste cenário foi calculada pela Eq. 8 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE_{c2} = [(Pot_{pe} \times FC_{médio}) + (Pot_{n,c2} \times FC_{e,FV})] \times 8760 \quad (8)$$

Onde:  $PAE_{c2}$  é a produção anual média de eletricidade do cenário 2. Em posse do valor de  $PAE_{c2}$ , os valores de AI foram calculados pela Eq. 4. Finalmente, foram calculados os valores do LCOE para os cenários propostos pela Eq. 1 com base nos dados mostrados na Tab. 3 (LEAL, 2019).

Tabela 3 - Especificações técnicas da análise econômica.

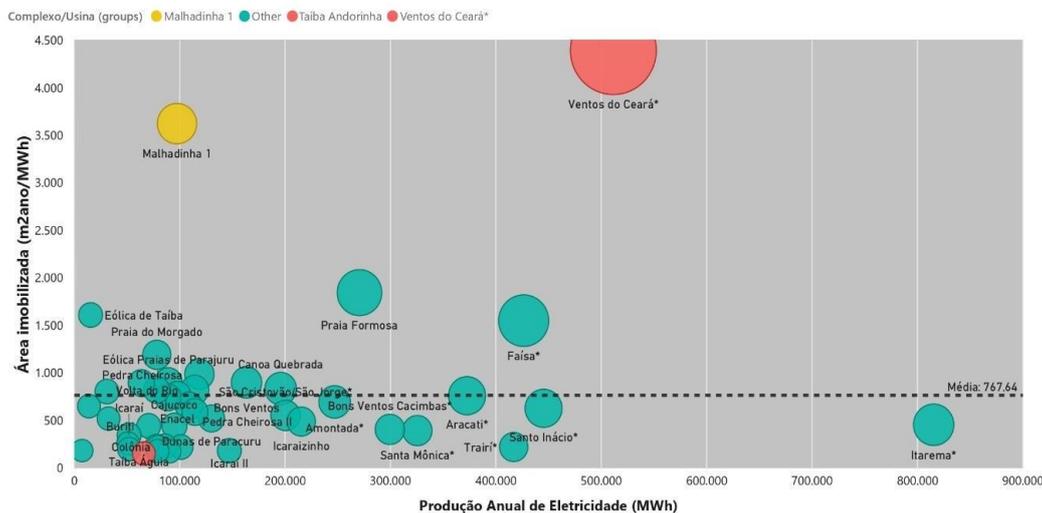
PARÂMETROS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
Potência Nominal	35,1 MW	74,6 MW
Investimento Inicial	R\$ 133,73 milhões	R\$ 414,55 milhões
Período de Operação	25 anos	25 anos
Custos de Descomissionamento	R\$ 6,89 milhões	R\$ 15,23 milhões
Custos em O&M	R\$ 2,50 milhões	R\$ 3,13 milhões
Produção Anual Média de Eletricidade	127.409 MWh	226.019 MWh
Taxa de Desconto Anual	13,75%	13,75%

## 4. RESULTADOS E ANÁLISES

Esta seção apresentará os resultados obtidos e as respectivas análises realizadas nesta pesquisa.

### 4.1 Caracterização do uso da terra e dos custos da geração eólicoelétrica no Ceará

Como um dos resultados desta pesquisa, foi sintetizado, primeiramente, o atual panorama de uso da terra por 80 das 81 UEE (99%) em operação no Ceará. A síntese, que consiste dos valores médios de AI para as UEE catalogadas, é apresentada na Fig. 2.



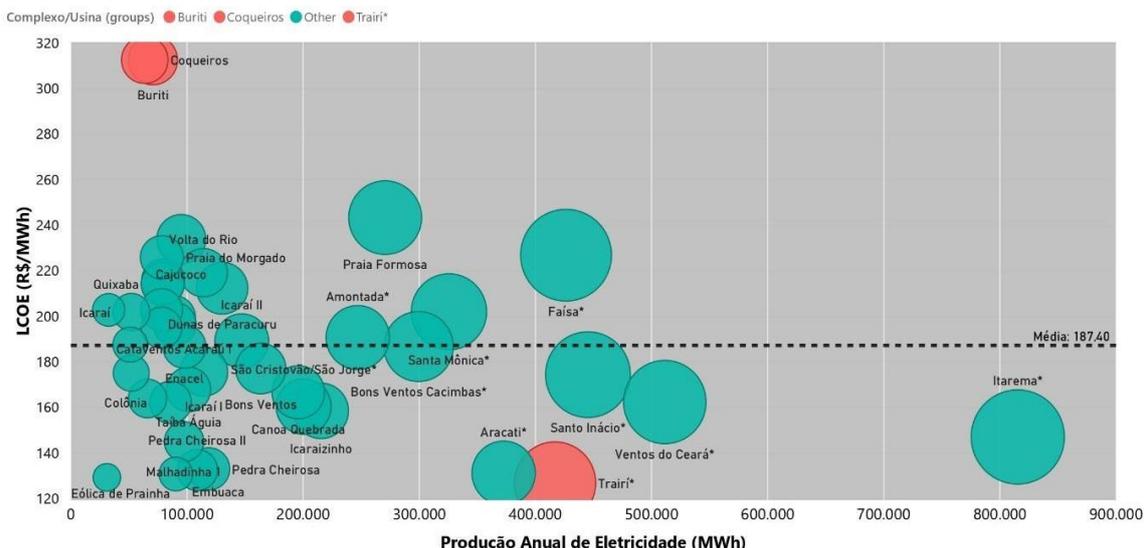
\* Os nomes no gráfico acompanhados de asterisco são os agrupamentos com mais de uma usina.  
\*\* Exceto para a usina Lagoa do Mato.

Figura 2 - Síntese gráfica dos resultados para o índice de área imobilizada para usinas eólicoelétricas do Ceará\*\* – a dimensão do círculo retrata a área ocupada pela respectiva usina.

Conforme verifica-se na Fig. 2, as UEE do Ceará – exceto a UEE Lagoa do Mato – apresentam um indicador médio de AI de aproximadamente 768 m²ano/MWh. Destacado na Fig. 2 em vermelho, o valor de 4.399 m²ano/MWh é atribuído ao complexo eólicoelétrico Ventos do Ceará – que compreende as UEE Vento Formoso, Ventos de Tianguá Norte, Ventos de Tianguá, Ventos do Morro do Chapéu e Ventos do Parazinho – e ilustra o grande uso territorial para gerar eletricidade nessa usina. Destaca-se também em vermelho, porém de forma dessemelhante, Taiba Andorinha com 154 m²ano/MWh como o menor valor de AI e, portanto, subentende-se que essa usina tem uma relação mais positiva entre a ocupação territorial e a energia elétrica produzida.

Ressalta-se ainda Malhadinha 1, com realce em amarelo, como a segunda maior em escala de AI com valor de 3.627 m²ano/MWh. Fica evidente pela Fig. 2 a dissonância do complexo Ventos do Ceará e da usina Malhadinha 1 das demais usinas. Além disso, outro destaque é o complexo Itarema com o melhor resultado obtido, porque gera a maior quantidade de eletricidade (815.390 MWh) – maior deslocamento à direita da Fig. 2 –, ocupando a área proporcionalmente pequena (1.489,83 hectares) – tamanho do círculo relativamente pequeno. Consequentemente, Itarema apresenta um baixo valor para o indicador AI: 457 m²ano/MWh.

Em um segundo momento, a presente pesquisa sintetizou o panorama para o custo de geração em 77 das 81 (95%) UEE instaladas no Ceará. Além da UEE Lagoa do Mato, pelos motivos apresentados anteriormente, também não foram catalogadas nesse quesito as UEE Eólica de Taiba, Enerce Pindoretama e Mucuripe por não terem sido encontrados os valores de investimento para essas usinas. Assim, a síntese, que consiste dos valores médios de LCOE para as UEE catalogadas, é apresentada na Fig. 3.



\* Os nomes no gráfico acompanhados de asterisco são agrupamentos com mais de uma usina.  
 \*\* Exceto para as UEE Lagoa do Mato, Eólica de Taíba, Enerce Pindoretama e Mucuripe.

Figura 3 - Síntese gráfica dos resultados para o índice de custo nivelado de energia para usinas eólicoelétricas do Ceará\*\* – a dimensão do círculo retrata o investimento empregado na respectiva usina/complexo.

A Fig. 3 destaca em vermelho os valores extremos de LCOE e também o valor médio (R\$ 187/MWh). Apresentando o menor valor dentre as UEE catalogadas (R\$ 127/MWh), o complexo eólicoelétrico Trairi – que compreende as UEE Fleixeiros I, Guajirú, Mundaú e Trairi – tem o quarto maior investimento: R\$ 540 milhões (BAHNEMANN, 2014). Porém, a produção eólicoelétrica relativamente alta contrabalança o alto valor investido e dos outros custos agregados.

No limite superior, estão as UEE Coqueiros e Buriti com um LCOE de aproximadamente R\$ 313/MWh. Ainda que o investimento nessas usinas seja relativamente baixo – perceptível pelo tamanho do círculo em comparação com componentes mais à esquerda da Fig. 3 –, o alto valor de LCOE justifica-se pela baixa PAE dessas usinas.

Novamente, o complexo Itarema é um dos destaques por apresentar um LCOE de R\$ 147/MWh, estando, assim, abaixo da média estadual. O detalhe interessante a ser observado é que, mesmo tendo o mais alto valor de investimento – conforme Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2013): R\$ 734 milhões –, o complexo Itarema tem a maior PAE (815.390 MWh), sendo ambos valores justificados por se tratar de um complexo eólicoelétrico que compreende nove UEE: Itarema I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII e IX, o que resulta em um valor relativamente baixo para o LCOE.

A Tab. 4 sumariza os valores totais para a produção anual média de eletricidade, área ocupada e investimento, assim como também resume os valores médios para o fator de capacidade, área imobilizada e custo nivelado de energia das UEE catalogadas.

Tabela 4 - Resumo dos indicadores Área Imobilizada\* e Custo Nivelado de Energia\*\* das UEE do Ceará. Entre colchetes está o intervalo em que os valores de AI e de LCOE variam.

Potência Nominal	FC <sub>médio</sub>	PAE	Área ocupada total	AI <sub>média</sub>	Investimento total	LCOE <sub>médio</sub> (R\$/MWh)
2.055 MW	41,3%	7.244,6 GWh	27.567 ha	768 m <sup>2</sup> ano/MWh [154 - 4.399]	R\$ 8,8 bilhões	187 R\$/MWh [127 - 313]

\* Exceto a UEE Lagoa do Mato.

\*\* Exceto as UEE Enerce Pindoretama, Eólica de Taíba, Lagoa do Mato e Mucuripe.

## 4.2 Resultados do estudo de caso

A avaliação dos resultados do estudo de caso foi fundamentada nos critérios e conceitos descritos nos capítulos anteriores para avaliar o impacto da hibridização sobre o aspecto do uso da terra e do custo da geração de eletricidade. Na Tab. 5, observa-se uma apresentação comparativa dos dados calculados para o estudo de caso.

Tabela 5 - Comparativo dos indicadores AI e LCOE para os cenários de hibridização da usina Malhadinha 1.

	PAE <sub>média</sub>	AI	LCOE
Malhadinha 1	97.536 MWh	3.627 m <sup>2</sup> ano/MWh	145 R\$/MWh
Cenário 1	127.409 MWh	2.775 m <sup>2</sup> ano/MWh	224 R\$/MWh
Cenário 2	226.019 MWh	1.564 m <sup>2</sup> ano/MWh	344 R\$/MWh

Conforme observa-se na Tab. 5, a pressuposta inserção de uma UFV dentro da área da usina Malhadinha 1 possibilitaria um maior aproveitamento do espaço territorial para entregar ao SIN uma maior quantidade de energia elétrica. Essa afirmação baseia-se no resultado que mostra que a PAE gerada por Malhadinha 1 poderia ser aumentada em uma proporção compreendida entre 31% (para o cenário 1) até 132% (para o cenário 2).

Especificamente em relação ao indicador AI, o estudo mostrou que a hipotética hibridização otimizaria esse indicador em 23% (com 2.775 m<sup>2</sup>ano/MWh do cenário 1) e 57% (com 1.564 m<sup>2</sup>ano/MWh do cenário 2) em relação ao valor calculado para Malhadinha 1. É interessante comparar esses números com o valor médio de 1.129 m<sup>2</sup>ano/MWh apresentado por Moreira *et al.* (2015) para observar o impacto da hibridização, uma vez que aproximaria o indicador AI de Malhadinha 1 desse valor. Passando de 221% maior (3.627 m<sup>2</sup>ano/MWh) a um valor ponderado de até 39% maior (1.564 m<sup>2</sup>ano/MWh do cenário 2) do que a média mundial.

Em relação ao caráter econômico do estudo, a Tab. 5 mostra que o indicador LCOE apresentou aumento em uma proporção de 54% (R\$ 224/MWh) para o cenário 1 e de 137% (R\$ 344/MWh) para o cenário 2 em comparação com a usina existente (R\$ 145 /MWh). Ressalta-se que não foram contabilizadas as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para o primeiro cenário, visto que somente este tem como fator limitante a potência instalada de Malhadinha 1. Além disso, a TDA utilizada para a usina em sua conformação atual – somente com fonte eólica – foi de 6,50% (GESEL, 2015), enquanto que a TDA para os cenários 1 e 2 – hipotética operação da usina hibridizada – foi de 13,75% (MONTEIRO, 2018).

Dado que o LCOE é tratado por Bosch (2018) como uma métrica que ajuda a estabelecer o preço mínimo de venda de energia elétrica, os aumentos do LCOE referidos acima ressaltam a necessidade de ser rediscutida/readequada a política de precificação do empreendimento hibridizado, a fim de tornar essa proposta mais atrativa ao mercado energético.

Uma outra possibilidade de análise dos resultados de hibridização sobre o ponto de vista econômico seria investigar a particularidade inerente às possíveis penalidades advindas do não cumprimento da regra de suprimento energético contratado, conforme destacado por Sousa e Nascimento (2012). A Tab. 6 reúne dados que permitem fazer comparações que embasam essa análise.

Tabela 6 - Comparativo entre a potência contratada e as potências médias.

	Pot <sub>uee</sub>	FC <sub>m,ver</sub>	Pot <sub>n,FV</sub>	FC <sub>e,FV</sub>	Potência média	Porcentagem em relação à contratada
Contratada	23,1 MW	-	-	-	12,8 MW	-
Malhadinha 1	23,1 MW	48,2%	-	-	11,1 MW	<b>-13%</b>
Cenário 1	23,1 MW	48,2%	12,0 MW	27,9%	14,5 MW	<b>14%</b>
Cenário 2	23,1 MW	48,2%	51,5 MW	27,9%	25,5 MW	<b>102%</b>

Como observado na Tab. 6, Malhadinha 1 apresenta uma potência média verificada de 11,1 MW, que é 13% inferior à potência contratada de 12,8 MW. Isso significa que, ao estar fora do limite inferior de 10%, a referida usina pode eventualmente sofrer multa por não suprimir a potência definida em contrato. Quanto ao cenário 1, a Tab. 6 mostra que este poderia ser uma alternativa meritória para o empreendimento gerador, pois, conforme observado, a hibridização simulada no cenário 1 poderia adicionar, aproximadamente, 12 MW ao aparato eólicoelétrico atual de Malhadinha 1 e, assim, apresentar uma potência 14% acima da contratada, mas ainda dentro dos limites aceitáveis de desvio em relação à contratada. Os dados também corroboram com a indicação de que o cenário 2 apresenta ampla desvantagem do ponto de vista econômico, haja vista que, além de promover um aumento considerável no LCOE, também resultaria em punições por exceder 102% em relação à potência definida em contrato o que, obviamente, também excede o limite superior de 30%.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dentre as reflexões teóricas e os dados levantados acerca da geração eólicoelétrica no Ceará, foi possível delinear algumas evidências sobre a realidade do uso da terra e dos custos de geração para essa tecnologia. Os resultados da etapa preliminar mostraram que 80 das 81 UEE em operação no estado do Ceará requerem, em média, uma área de 768 m<sup>2</sup> para produzir 1 megawatt-hora de eletricidade em um período estimado de 25 anos. Conclui-se, portanto, que as usinas cearenses apresentam, em média, uma relação 32% melhor de AI (área ocupada por produção de eletricidade) se comparada ao valor médio mundial calculado por Moreira *et al.* (2015): 1.129 m<sup>2</sup>ano/MWh. A etapa preliminar também mostrou como resultado da avaliação de 77 das 81 UEE um LCOE médio de R\$ 187/MWh que, se comparado com o valor médio divulgado por Lazard Co (2018) – R\$ 157/MWh –, sugere que o custo da geração eólicoelétrica do Ceará é 19% maior que essa média mundial. A discussão acerca desse resultado pode levar à reflexão de que o maior nível de maturidade tecnológica mundial se traduz em estratégias operacionais que requerem menores gastos como, por exemplo, as estratégias avançadas de controle que minimizam as falhas e, conseqüentemente, reduzem os gastos com O&M.

Com os resultados do estudo de caso foi possível avaliar a comparação entre dois diferentes parâmetros limitantes: a diferença entre a potência nominal e a verificada (cenário 1) e a área ocupada pela UEE (cenários 2). O cenário 1 – que supôs uma UFV que atendesse a potência complementar – apresentou um moderado acréscimo na PAE e na otimização no indicador AI. Já o cenário 2 – que supôs uma UFV que preenchesse uma área ociosa dentro da usina Malhadinha 1 – apresentou um considerável acréscimo na PAE e na otimização no indicador AI. Todavia, a avaliação econômica do estudo mostrou que o cenário 2 seria inviável nesse quesito porque, mesmo otimizando o uso do terreno para gerar mais eletricidade, demandaria um alto investimento (aproximadamente R\$ 326 milhões), provocaria o mecanismo operacional do corte elétrico por exceder a capacidade instalada e causaria penalidade por gerar além dos 30% do excedente permitido. Infere-se também que o cenário 1 de hibridização, ainda que trouxesse um custo adicional evidenciado pelo aumento no LCOE, teria um impacto potencialmente benéfico quanto ao aspecto econômico visto que possibilitaria à Malhadinha 1 entregar ao SIN uma potência em conformidade com o compromisso contratual e, dessa forma, evitaria eventuais penalidades por entregar uma potência abaixo da contratada. Há, contudo, a necessidade de uma avaliação minuciosa sobre a ocorrência de cortes elétricos durante a operação.

Dessa forma, depreende-se que a iniciativa de tornar um empreendimento puramente eólicoelétrico em um híbrido eólico-fotovoltaico, poderia ser uma estratégia de alocação planejada de terras para geração de energia elétrica. Há, contudo, a necessidade de ponderar as vantagens/desvantagens econômicas – sejam elas puramente técnicas ou regulatórias – dessa possibilidade de hibridização para garantir a pluralidade das benesses dessa tendência tecnológica do setor energético, não apenas em escala estadual, mas também na escala nacional, a fim utilizar de forma estratégica e sustentável a complementariedade natural entre os recursos eólico e solar.

### *Agradecimentos*

O autor agradece ao Prof. Dr. Francisco Nivaldo Freire Aguiar pela recorrente solicitude; à Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida pelas sugestões finais; e à Zuleide Leandro, secretária da biblioteca da SEMACE, pela ajuda no levantamento das áreas de usinas eólicoelétricas do Ceará.

## REFERÊNCIAS

- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica., 2019. Números ABEEólica: Fevereiro de 2019. ABEEólica, São Paulo.
- Alves, A. F., 2017. Energia Solar Fotovoltaica, USP, 51 slides, color, São Paulo.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica., 2013. EOL Malhadinha 1: Pedido de Postergação da Data de Entrada em Operação Comercial e da Data de Início do Suprimento do CER, Licitação, SCG – Superintendência de Concessões e Autorizações de geração, Brasília.
- Bahnemann, W., 2014. Tractebel conclui obras do Complexo Eólico Trairi. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,tractebel-conclui-obras-do-complexo-eolico-trairi,181138e>. Acesso em: 20/02/2019.
- BIG – Banco de Informações de Geração., 2019a. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Brasília: Aneel. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp). Acesso em 16/05/2019.
- BIG – Banco de Informações de Geração., 2019b. Capacidade de Geração no Estado. Brasília: ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>. Acesso em 16/05/2019.
- Bosch, J., 2018. Levelised cost of electricity, Imperial College London, 4 slides, color, Londres.
- Correa, J. M., Guerrero, D. B., 2015. Avaliação da produção energética do parque eólico Villonaco usando modelos numéricos computacionais, Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, v. 4, n. esp, pp. 444-464.
- Costa, H. J. S. da, 2010. Avaliação do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Trabalho de Conclusão de Curso, DEE, UFC, Fortaleza.

- Denholm, P. *et al.*, 2009. Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States. NREL, Golden.
- Dias, J. B., 2006. Instalação fotovoltaica conectada à rede: Estudo experimental para otimização do fator de dimensionamento, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- Epalanga, O. Â. S., 2013. Energia Eólica – Viabilidade técnica de projeto eólico na região de Urubici, Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento ECV, UFSC, Florianópolis.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética., 2017. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. EPE, Brasília.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética., 2016. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Empreendimentos Eólicos. EPE, Brasília.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética., 2018a. Informe: Usinas Híbridas – conceitos, barreiras à viabilização e propostas. EPE, Brasília.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética., 2018b. USINAS HÍBRIDAS: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE, Brasília.
- Fraunhofer ISE, 2018. Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. Freiburg: Fraunhofer ISE. 42 p.
- GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico., 2015. Projeto de P&D: Panorama e Análise comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas praticadas em Países Selecionados, considerando a influência do Modelo Institucional vigente. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ. 130 p.
- Lazard Co, 2018. Lazard’s Levelized Cost of Energy (“LCOE”) analysis. n. 12, Lazard, New Orleans.
- Leal, J. I., 2019. Avaliação do potencial de hibridização de Usinas Eólioelétricas no Ceará pelos indicadores Área Imobilizada e Custo Nivelado de Energia, Trabalho de Conclusão de Curso, DEM, UFC, Fortaleza.
- Leoni, P. *et al.*, 2016. Projeto híbrido eólico-solar: Uma alternativa para aumentar a competitividade e facilitar a penetração de projetos fotovoltaicos de maior porte no país, Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, Brazil Wind Power 10, Rio de Janeiro.
- Macêdo, W. N., 2006. Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), Tese de Doutorado, PIPGE, USP, São Paulo.
- Monteiro, A. L., 2018. Análise de viabilidade econômica de um sistema híbrido de energia renovável (eólico-solar) na Ilha do Mel, Trabalho de Conclusão de Curso, DAELT, UTFPR, Curitiba.
- Moreira, J. M. L. *et al.*, 2015. Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil, Energy Policy, n. 87, pp. 334-346.
- OTEO – Observatório Tecnológico para as Energias Offshore., 2014. Tecnologias de aproveitamento energético offshore. Porto: OTEO. 134p.
- QVARTZ, [2014? data provável]. Emergence of hybrid renewable energy systems. QVARTZ, New York.
- SEBRAE – Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas., 2017. Cadeia de Valor da Energia Eólica no Brasil. SEBRAE, Brasília.
- Sousa, E. A. C. P. de, Nascimento, R. S. do, 2012. Avaliação econômica e financeira: Estudo de caso: projeto serosa de aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica, Trabalho de Conclusão de Curso, DEI, UFRJ, Rio de Janeiro.

## **EVALUATION OF THE HYBRIDIZATION POTENTIAL WIND POWER PLANTS IN CEARÁ BY IMMOBILIZED AREA AND LEVELIZED COST OF ENERGY INDICATORS**

**Abstract.** *This paper characterizes and investigates land-use and costs for electricity generation in Wind Power Plants (WPP) in the state of Ceará, as well as proposes and evaluates the hybridization assumption (insertion of photovoltaic modules) in WPPs as an alternative to consider the energy and economic performance of these projects. Primarily, this research collected and grouped data on territorial occupation and economic indicators of WPP of the Ceará to calculate the Immobilized Area (IA) and Levelized Energy Cost (LCOE) indicators. As a result, the following average values of IA and LCOE were established: 768 m<sup>2</sup>/year/MWh and R\$ 187/MWh, respectively. These calculations motivated an investigation of a case study at the Malhadinha 1 plant to simulate the effectiveness of Hybrid Wind-PV Power Plants. The study compared two scenarios: the first one with hybridization to supply the complementary power and the second one with hybridization to take advantage of a maximum portion of the idle area into the plant. The result showed, for the first scenario, an improvement of 31% in the average annual electricity production and of 23% in the IA indicator, but with an increase of 54% in the LCOE. The second scenario had an improvement of 132% in the average annual electricity production and 57% in the IA indicator, but showed a considerable increase of 137% in the LCOE. With these results, it was interpreted that, by the adopted scenarios and assumptions, the initiative of turning a purely wind power plant into a hybrid (wind-photovoltaic) would promote an improvement in the land-use to generate electricity. However, the economic advantages/disadvantages of this possibility of hybridization, whether due to technical or regulatory aspects, should be considered to strategically use the complementary between wind and solar resources in the territorial domain of the plant.*

**Key words:** *Immobilized Area, Levelized Energy Cost, Hybrid Wind-PV Power Plants.*