

**AVALIAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA: NA BUSCA DA SUSTENTABILIDADE  
AMBIENTAL E SOCIOECONÔMICA**

**LUIZ FERNANDO ROSA MENDES**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE – UENF**

**CAMPOS DOS GOYTACAZES – RJ**

**DEZEMBRO – 2019**

**AVALIAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA: NA BUSCA DA SUSTENTABILIDADE  
AMBIENTAL E SOCIOECONÔMICA**

LUIZ FERNANDO ROSA MENDES

Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para a obtenção do título de Doutor em Ciências Naturais.

Orientador: Prof. Marcelo Silva Sthel

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE – UENF  
CAMPOS DOS GOYTACAZES – RJ  
DEZEMBRO – 2019

## FICHA CATALOGRÁFICA

# **AVALIAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: NA BUSCA DA SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL E SOCIOECONÔMICA**

**LUIZ FERNANDO ROSA MENDES**

Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para a obtenção do título de Doutor em Ciências Naturais.

Aprovado em 12 de dezembro de 2019.

## **Banca Examinadora:**

---

Prof. Alcimar das Chagas Ribeiro (Doutor, Ciências de Engenharia) – UENF

---

Prof. Milton Erthal Júnior (Doutor, Produção Vegetal) – IFF

---

Prof. Roberto da Trindade Faria Júnior (Doutor, Física) – UENF

---

Prof. Marcelo Gomes da Silva (Doutor, Física) – UENF

---

Prof. Marcelo Silva Sthel (Doutor, Física) – UENF  
(Orientador)

Dedico este trabalho a Deus. A todos aqueles que colocam os conhecimentos adquiridos em prol da humanidade. Aos meus pais Fernando e Silvia, por terem me presenteado com o maior patrimônio que os pais podem dar a um filho, a educação. Ao meu filho Miguel e à minha esposa Angélica por todo o incentivo.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por me proporcionar o dom da vida.

Aos meus pais, Silvia Helena e Fernando, por terem me presenteado com o maior patrimônio que os pais podem dar a um filho: a educação.

À minha esposa, Angélica, pelo incentivo, amor, carinho e paciência desde o início do curso até a finalização deste trabalho.

Ao meu filho Miguel, inspiração para minha busca por uma sociedade melhor.

Ao meu orientador, professor Marcelo Silva Sthel, pois mais que um excelente professor e orientador, uma pessoa maravilhosa, que admiro muito e, além disso, um grande amigo que encontrei nos momentos mais difíceis da minha vida.

Ao Instituto Federal Fluminense pelo apoio à minha qualificação profissional.

Aos meus colegas de trabalho do Instituto Federal Fluminense *campus* Campos Guarus que sempre me apoiaram durante a minha caminhada rumo à conclusão do Doutorado.

A todos os meus alunos, pois eles me motivam todos os dias a ser um professor melhor.

Aos meus colegas do programa de Pós-graduação em Ciências Naturais pelo incentivo, amizade e auxílio durante todas as etapas do meu curso de Doutorado.

Aos médicos Ricardo Madeira e Ivan Madeira; ao amigo e médico D. Sc. João Tadeu Damian Souto Filho; à Clínica Santa Maria; ao médico D. Sc. Rony Scheffel e; aos profissionais do Complexo Hospitalar de Niterói que contribuíram para o restabelecimento da minha saúde.

À professora Maria Cristina Canela, uma verdadeira guerreira quando esteve à frente da coordenação do programa de Ciências Naturais.

À professora Maria Priscila de Pessanha Castro pela garra, competência e boa vontade à frente da coordenação do programa de Ciências Naturais.

A todos os amigos da Prefeitura da UENF que contribuíram com apoio e informações para realização deste trabalho.

À população do Estado do Rio de Janeiro, por garantir a mim a oportunidade de concluir o Doutorado em uma universidade pública de excelência.

Ao povo campista por sua luta diária para construção de um município melhor para se viver.

*“O urgente desafio de proteger a nossa casa comum inclui a preocupação de unir toda a família humana na busca de um desenvolvimento sustentável e integral, pois sabemos que as coisas podem mudar.”*  
Papa Francisco (2015, p. 12).

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>iv</b>
<b>LISTA DE TABELA .....</b>	<b>viii</b>
<b>LISTA DE QUADROS .....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE NOMENCLATURAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>xv</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>xvi</b>
<b>CAPÍTULO I: APRESENTAÇÃO</b>	
1.1. Introdução .....	1
1.2. Objetivos .....	3
1.2.1. Objetivo geral .....	3
1.2.2. Objetivos específicos .....	4
1.3. Justificativa .....	4
<b>CAPÍTULO II: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	
2.1. Fontes renováveis e não renováveis de energia .....	6
2.2. Matriz elétrica mundial.....	6
2.3. Matriz elétrica brasileira.....	10
2.4. Matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro .....	14
2.5. Relação entre geração de eletricidade, poluição atmosférica e emissões de gases de efeito estufa.....	15
2.6. Geração distribuída .....	18
2.6.1. Conceito .....	18
2.6.2. Resoluções Normativas da ANEEL .....	20
2.6.3. Funcionamento do sistema de Geração Distribuída .....	20
2.6.4. Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída .....	23
2.7. Soluções sustentáveis: energia eólica e solar fotovoltaica.....	24
2.7.1. Energia eólica .....	24
2.7.2. Energia solar fotovoltaica .....	37
2.8. Auxílio Multicritério à Decisão.....	56
2.9. <i>Analytic Hierarchy Process</i> .....	61
2.9.1. Conceito .....	61
2.9.2. Estrutura hierárquica .....	61
2.9.3 Julgamentos pareados .....	63

2.9.4. Matriz de decisão .....	64
2.9.5. Análise de consistência .....	65
2.9.6. Considerações sobre o método .....	66
2.10. Utilização do método AHP em fontes renováveis de energia .....	67
<b>CAPÍTULO III: MATERIAL E MÉTODOS</b>	
3.1. Material.....	72
3.2. Métodos.....	76
3.2.1. Pesquisa sobre o panorama da Geração Distribuída no Brasil.....	77
3.2.2. Potencial energético solar e eólico no território municipal.....	77
3.2.3. Aplicação do método AHP para seleção de fonte renováveis por meio de geração distribuída no município de Campos dos Goytacazes/ RJ .....	79
3.2.3.1. Formulação do problema .....	79
3.2.3.2. Seleção dos critérios e subcritérios .....	80
3.2.3.3. Definição de pesos dos critérios e sucritérios .....	82
3.2.3.4. Resolução do problema .....	82
3.2.4. Seleção por método AHP de fonte renovável para geração distribuída no <i>campus</i> Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense: um estudo de caso .....	83
<b>CAPÍTULO IV: RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	
4.1. Panorama da Geração Distribuída.....	85
4.1.1. Brasil .....	85
4.1.2. Estado do Rio de Janeiro.....	91
4.1.3. Município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	93
4.2. Avaliação do potencial energético solar e eólico do município de Campos dos Goytacazes/ RJ .....	95
4.3. Seleção de fonte renováveis por região no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	98
4.4. Estudo de caso.....	117
4.4.1. A Universidade Estadual do Norte Fluminense .....	117
4.4.2. Seleção de FRE por GD no <i>campus</i> Leonel Brizola .....	120
4.4.3. Estimativa produção de eletricidade por GD a partir da ESFV no <i>campus</i> Leonel Brizola.....	126
<b>CAPÍTULO V: CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	
5.1. Trabalho proposto .....	133

5.2. Trabalhos futuros.....	136
<b>PUBLICAÇÕES .....</b>	<b>137</b>
<b>ARTIGOS EM SUBMISSÃO .....</b>	<b>138</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>139</b>
<b>APÊNDICE A: Irradiação solar média anual nas regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ .....</b>	<b>152</b>
<b>APÊNDICE B: Velocidade média anual dos ventos e densidade de potência nas regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ .....</b>	<b>159</b>
<b>APÊNDICE C: Dados técnicos do modulo fotovoltaico de 330 W<sub>p</sub>, marca Globo Brazil e modelo GBR 330-PA40 .....</b>	<b>167</b>
<b>APÊNDICE D: Dados técnicos dos inversores CC/CA marca Ingeteam e modelos Ingecon Sun 40 e Ingecon Sun 60 .....</b>	<b>168</b>
<b>APÊNDICE E: Simulação de sistema de GD nos prédios do CCH e Reitoria...</b>	<b>169</b>
<b>APÊNDICE F: Simulação de sistema de GD no prédio do CCT.....</b>	<b>174</b>
<b>APÊNDICE G: Simulação de sistema de GD no prédio do P4.....</b>	<b>179</b>
<b>APÊNDICE H: Simulação de sistema de GD no prédio do CBB.....</b>	<b>184</b>
<b>APÊNDICE I: Simulação de sistema de GD no prédio do P5.....</b>	<b>189</b>
<b>APÊNDICE J: Simulação de sistema de GD no prédio do CCTA .....</b>	<b>194</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Geração de eletricidade por tipo de fonte no mundo.....	8
<b>Figura 2</b> - Geração de eletricidade por tipo de fonte nos 35 países membros da OECD .....	9
<b>Figura 3</b> - Geração de eletricidade por tipo de fonte nos países não membros da OECD .....	10
<b>Figura 4</b> - Matriz de produção de energia elétrica no Brasil em 2018. ....	11
<b>Figura 5</b> - Produção de eletricidade por combustível no Brasil entre 1990-2016. ....	12
<b>Figura 6</b> - Emissões antrópicas mundiais de GEE .....	15
<b>Figura 7</b> - Emissões do setor de energia no mundo em 2015 .....	16
<b>Figura 8</b> - Diagrama do princípio de funcionamento dos sistema de GD. ....	22
<b>Figura 9</b> - Geometria cilíndrica utilizada para o conceito de energia cinética aplicada no gerador eólico.....	25
<b>Figura 10</b> - Curva de potência de aerogerador da marca Enersud modelo Verner 555 com potência nominal de 6 kW .....	27
<b>Figura 11</b> - Potencial eólico brasileiro. Velocidade média anual de ventos (m/s) e densidade de potência (W/m <sup>2</sup> ) na altura de 50 m.....	27
<b>Figura 12</b> - Velocidade média dos ventos a 50 m de altura no território do estado do Rio de Janeiro em relação as estações do ano.....	28
<b>Figura 13</b> - (a) Turbinas eólicas de eixo horizontal com potência nominal de 6 kW instalada no Instituto Federal Fluminense <i>campus</i> Campos-Guarus e (b) Turbinas eólicas de eixo vertical com potência nominal de 1,5 kW instalada no Polo de Inovação Campos dos Goytacazes/RJ.....	29
<b>Figura 14</b> - Configuração básica de um sistema isolado por aerogerador. ....	30
<b>Figura 15</b> - Representação do sistema de GD tendo como fonte a energia eólica e uma UC (residência) .....	32
<b>Figura 16</b> - Componentes básicos de um aerogerador horizontal utilizado em usinas eólicas .....	33
<b>Figura 17</b> - Vista aérea de parte do parque eólico de Gargaú no município de São Francisco do Itabapoana/ RJ.....	34
<b>Figura 18</b> - Evolução da geração eólica brasileira, em GWh.....	35
<b>Figura 19</b> - Potencial eólico brasileiro por região.....	36
<b>Figura 20</b> - Espectro de radiação eletromagnética .....	38
<b>Figura 21</b> - Balanço energético da Terra.....	39
<b>Figura 22</b> - Componentes da radiação solar ao atravessar a atmosfera terrestre....	39
<b>Figura 23</b> - Distribuição de irradiação horizontal global ao longo do planeta. ....	40
<b>Figura 24</b> - Irradiação solar global no Brasil .....	41
<b>Figura 25</b> - Irradiância solar no estado do Rio de Janeiro .....	42
<b>Figura 26</b> - Corte transversal de uma célula fotovoltaica simplificada e o efeito fotovoltaico .....	43
<b>Figura 27</b> - a) Influência da irradiância (a) na curva I-V e (b) influência da temperatura (b) na curva I-V de uma célula FV.....	44
<b>Figura 28</b> - Partes construtivas básicas de um MFV de silício policristalino.....	46
<b>Figura 29</b> - Resumo dos conceitos sobre módulo, <i>string</i> e arranjo fotovoltaico.....	47

<b>Figura 30</b> - Formação do ângulo azimutal ao longo do dia.....	48
<b>Figura 31</b> - Posicionamento da face do MFV em relação ao norte geográfico .....	48
<b>Figura 32</b> - (a) Posição do Sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar e (b) trajetória do Sol em relação ao plano horizontal em relação as estações do ano. .....	49
<b>Figura 33</b> - Configuração básica de um sistema isolado por ESFV.....	50
<b>Figura 34</b> - Ponto de Máxima Potência ( $P_{MP}$ ) a partir da curva I-V em célula FV de silício policristalino com as dimensões de 156 mm x 156 mm .....	50
<b>Figura 35</b> - Representação do sistema de GD tendo como fonte a ESFV e uma UC (residência).....	51
<b>Figura 36</b> - Vista dos MFV instalados sobre o telhado (a), inversor CC/CA (b), medidor bidirecional (c) e vista frontal da residência (d) .....	52
<b>Figura 37</b> - Vista do Complexo Solar de Pirapora de 321 MW <sub>P</sub> no estado de Minas Gerais (MG).....	54
<b>Figura 38</b> - Vista da primeira etapa da usina fotovoltaica flutuante instalada na lâmina d'água do reservatório da UHE de Sobradinho no estado da Bahia (Ba) .....	55
<b>Figura 39</b> - Sequência metodológica para resolução de problema de AMD .....	57
<b>Figura 40</b> - Modelo de árvore hierárquica aplicada ao método AHP .....	62
<b>Figura 41</b> - Localização do município de Campos dos Goytacazes/ RJ em relação ao estado do Rio de Janeiro e o Brasil.....	72
<b>Figura 42</b> - Divisão distrital do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	73
<b>Figura 43</b> - Mapa hipsométrico do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	74
<b>Figura 44</b> - Repasses dos <i>royalties</i> e PIB <i>per capita</i> no município de Campos dos Goytacazes/RJ: 2010 e 2016 .....	75
<b>Figura 45</b> - Tela do <i>software</i> IPÊ 1.0 .....	83
<b>Figura 46</b> - Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no Brasil .....	85
<b>Figura 47</b> - <i>Ranking</i> dos estados brasileiros em potência instalada, em MW, por GD .....	89
<b>Figura 48</b> - Percentual de conexões de GD no Brasil por tipo de consumidores.....	90
<b>Figura 49</b> - Percentual de potência instalada por GD no Brasil por tipo de consumidores.....	90
<b>Figura 50</b> - Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no estado do Rio de Janeiro .....	91
<b>Figura 51</b> - Percentual de conexões de GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de consumidores.....	92
<b>Figura 52</b> - Percentual de potência instalada por GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de consumidores .....	93
<b>Figura 53</b> - Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	93
<b>Figura 54</b> - Percentual de conexões de GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ por tipo de consumidores.....	94
<b>Figura 55</b> - Histograma de frequência de conexões por faixa de potência instalada, em kW, no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	95

<b>Figura 56</b> - Percentual de potência instalada de GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ por tipo de consumidores.....	95
<b>Figura 57</b> - Árvore da estrutura hierarquia para o problema de seleção de FRE para GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ à luz dos critérios e subcritérios adotados .....	98
<b>Figura 58</b> - Região Central do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	99
<b>Figura 59</b> - Matrizes de julgamentos dos subcritérios à luz dos critérios para região Central do município .....	101
<b>Figura 60</b> - Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Central do município .....	102
<b>Figura 61</b> - Região da Baixada Campista.....	103
<b>Figura 62</b> - Matrizes de julgamentos dos subcritérios à luz dos critérios para Baixada Campista.....	106
<b>Figura 63</b> - Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para Baixada Campista .....	106
<b>Figura 64</b> - Região Norte do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	108
<b>Figura 65</b> - Região Serrana do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.....	110
<b>Figura 66</b> - Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Serrana do município .....	111
<b>Figura 67</b> - Simulações das matrizes de julgamentos pareados entre os critérios para seleção da FRE para GD em cada região.....	113
<b>Figura 68</b> - Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios a partir de simulação em cada região, sendo: (a) região Central; (b) Baixada Campista; (c) Norte; e (d) Serrana .....	114
<b>Figura 69</b> - Resumo comparativo dos resultados da aplicação do método AHP para as quatro regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ no situação original e no cenário de simulação .....	115
<b>Figura 70</b> - <i>Campus</i> Leonel Brizola da UENF.....	118
<b>Figura 71</b> - Gráfico de consumo de energia elétrica, em kWh, do <i>campus</i> Leonel Brizola nos anos de 2017 e 2018.....	119
<b>Figura 72</b> - Valores, em reais, referentes ao consumo total e ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) do <i>campus</i> Leonel Brizola no ano de 2018.....	120
<b>Figura 73</b> - Árvore da estrutura hierarquia para o problema de seleção de FRE para GD no <i>campus</i> Leonel Brizola à luz dos critérios e subcritérios.....	121
<b>Figura 74</b> - Vista aérea parcial do <i>campus</i> Leonel Brizola da UENF .....	122
<b>Figura 75</b> - Matriz de julgamento dos subcritérios à luz dos critérios para o <i>campus</i> Leonel Brizola.....	124
<b>Figura 76</b> - Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para o <i>campus</i> Leonel Brizola .....	125
<b>Figura 77</b> - Irradiação solar global no plano horizontal, em kWh/m <sup>2</sup> , nos prédios do <i>campus</i> Leonel Brizola .....	127
<b>Figura 78</b> - Estimativa de produção de energia elétrica dos sistemas de GD por ESFV para o <i>campus</i> Leonel Brizola .....	128
<b>Figura 79</b> - Gráficos de consumo de energia elétrica ativa <i>versus</i> energia elétrica ativa	

injetada na rede da concessionária local pelos sistemas de GD do <i>campus</i> .....	129
<b>Figura 80</b> - Balanço de emissões de CO <sub>2</sub> : (a) CCH; (b) Reitoria; (c) CCT; (d) P4; (e) CBB; (f) P5 e; (g) CCTA .....	131

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro com empreendimentos em operação no dia 12 de agosto de 2019.....	14
<b>Tabela 2</b> - Relações kg/ kWh de CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> em usina termoeletrica de 2 GW .....	17
<b>Tabela 3</b> - Lista de materiais FV e definição de atributos comerciais e técnicos n/a (não se aplica) e P&D (pesquisa e desenvolvimento).....	45
<b>Tabela 4</b> - Escala fundamental de Saaty.....	63
<b>Tabela 5</b> - Índice de ICA.....	66
<b>Tabela 6</b> - Divisão dos distritos do município de Campos dos Goytacazes/ RJ em função do mapa hipsométrico de Cantanhede e Amorim (2016) e características topográficas.....	78
<b>Tabela 7</b> - GD no Brasil por tipo de geração de eletricidade e fonte de energia primária .....	88
<b>Tabela 8</b> - GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de fonte .....	92
<b>Tabela 9</b> - Potencial solar e eólico nos distritos do município de Campos dos Goytacazes/ RJ .....	96
<b>Tabela 10</b> - Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para região Central do município .....	99
<b>Tabela 11</b> - Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região Central do município .....	100
<b>Tabela 12</b> - Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD na região Central do município .....	100
<b>Tabela 13</b> - Ordenações de prioridades obtidas a partir do cálculo de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Central do município ....	103
<b>Tabela 14</b> - Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para Baixada Campista .....	104
<b>Tabela 15</b> - Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista .....	104
<b>Tabela 16</b> - Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista.....	105
<b>Tabela 17</b> - Ordenações de prioridades das alternativas à luz dos subcritérios para Baixada Campista .....	107
<b>Tabela 18</b> - Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para região Norte do município.....	108
<b>Tabela 19</b> - Ordenações de prioridades obtidas a partir do cálculo de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Norte do município .....	109
<b>Tabela 20</b> - Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para região Serrana do município .....	110
<b>Tabela 21</b> - Ordenações de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Serrana do município.....	112
<b>Tabela 22</b> - Resultados dos cálculos das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD a partir de simulações em cada região .....	113
<b>Tabela 23</b> - Resultados das matrizes das prioridades das alternativas em cada	

subcritério a partir de simulações em cada região .....	114
<b>Tabela 24</b> - Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados referente a seleção de FRE por GD no <i>campus</i> Leonel Brizola .....	122
<b>Tabela 25</b> - Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE a partir de GD no <i>campus</i> Leonel Brizola.....	123
<b>Tabela 26</b> - Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios no <i>campus</i> Leonel Brizola .....	123
<b>Tabela 27</b> - Matriz das prioridades das alternativas em cada subcritério no <i>campus</i> Leonel Brizola.....	125
<b>Tabela 28</b> - Área do telhado dos prédios do <i>campus</i> Leonel Brizola .....	126

## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1</b> - Trabalhos publicados entre 2014 a 2019 que utilizam métodos de AMD .....	58
<b>Quadro 2</b> - Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizadas para analisar o potencial de recursos renováveis para a produção de eletricidade na Malásia .....	68
<b>Quadro 3</b> - Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizadas para avaliar opções de FRE na Argélia .....	68
<b>Quadro 4</b> - Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizadas para indicar prioridades de alternativas de energia renovável na Turquia.....	69
<b>Quadro 5</b> - Critérios, subcritérios e alternativas viáveis mais empregados .....	70
<b>Quadro 6</b> - Critérios e subcritérios para seleção de FRE por GD nas regiões proposta para o município de Campos dos Goytacazes .....	80
<b>Quadro 7</b> - Resumo dos incentivos à GD no Brasil .....	86

## LISTA DE NOMENCLATURAS

COP21	21ª Conferência das Partes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
AHP	<i>Analytic Hierarchic Process</i>
ANP	<i>Analytical Network Process</i>
$Y_s$	Ângulo de altura solar
$\alpha$	Ângulo de inclinação do MFV
A	Área
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
atm	Atmosfera
$W_i$	Autovetor
AMD	Auxílio Multicritério à Decisão
BT	Baixa Tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAMEX	Câmara de Comércio Exterior
CV	Cavalo Vapor
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CCT	Centro de Ciência e Tecnologia
CCH	Centro de Ciências do Homem
CCTA	Centro de Ciências e Tecnologias Agropecuárias
CTA	Centro de Tecnologia Espacial
$C_p$	Coefficiente de potência
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COVs	Compostos Orgânicos Voláteis
ECO-92	Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Financeira
h	Constante de Planck
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
I-V	Corrente-Tensão
DP	Densidade de Potência
DFVL	<i>Deutsche Forschungsund Versuchsanstalt für Luft</i>
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
SO <sub>2</sub>	Dióxido de enxofre
DG	<i>Dispersed Generation</i>
$\eta$	Eficiência
ELECTRE	<i>Election et Choice Tradusàint la Realitè</i>
eV	Elétron-Volt
EG	<i>Embedded Generation</i>
LCE <sub>rede</sub>	Emissões do Ciclo de Vida da Rede ( <i>life cycle emissions</i> )
LCE <sub>s</sub>	Emissões do Ciclo de Vida do Sistema
E <sub>c</sub>	Energia Cinética
E	Energia de um Fóton
E <sub>rede</sub>	Energia Elétrica produzida anualmente
ESFV	Energia Solar Fotovoltaica
EUA	Estados Unidos da América

$\lambda_{MÁX}$	Estimativa do Autovetor
FINEP	Financiador de Estudos e Projetos
FRE	Fonte Renovável de Energia
FNRE	Fontes não Renováveis de Energia
FV	Fotovoltaica
f	Frequência
CH <sub>4</sub>	Gás metano
GN	Gás Natural
GEE	Gases de Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
GtCO <sub>2eq.</sub>	Giga tonelada de dióxido de carbono equivalente
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
GWp	Gigawatt-pico
°C	Graus Celcius
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IC	Índice de Consistência
ICA	Índice de Consistência Aleatória
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IAE	Instituto de Aeronáutica e Espaço
INCT-Clima	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas
iNDC	<i>intended Nationally Determined Contribution</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
J	Joule
J/m <sup>2</sup>	Joule por metro quadrado
p-n	Junção da parte positiva com a negativa
LER	Leilão de Energia Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LTDA	Limitada
$\rho$	Massa específica do ar
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
m	Metro
m/s	Metros por segundo
$\mu\text{m}$	Micrômetro
mm	Milímetro
MME	Ministério de Minas e Energia
MFV	Módulo Fotovoltaico
CO	Monóxido de carbono
MAUT	<i>Multi-Attribute Utility Theory</i>
MCDA	<i>Multicriteria Decision Aid</i>
MCDM	<i>Multicriteria Decision Making</i>
nm	Nanômetro
n	Negativo
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NR	Norma Regulamentadora
T	Normalização dos Autovetores
OSG	<i>On Site Generation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema

OPV	<i>Organic Photovoltaic</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-Operation and Development</i>
NO <sub>x</sub>	Óxido de nitrogênio
N <sub>2</sub> O	Óxido nitroso
O <sub>3</sub>	Ozônio troposférico
PFV	Painel Fotovoltaico
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PO	Pesquisa Operacional
p	Positivo
P <sub>vento</sub>	Potência do vento
P <sub>elétrica</sub>	Potência Elétrica
PROMETHÈ	<i>Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations</i>
P <sub>a</sub>	Pressão Atmosférica
PIB	Produto Interno Bruto
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PIS	Programa de Integração Social
kg	Quilograma
kg/m <sup>3</sup>	Quilograma por metro cúbico
kg/kWh	Quilograma por quilowatt-hora
km/h	Quilômetro por hora
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m <sup>2</sup>	Quilowatt-hora por metro quadrado
kWh/m <sup>2</sup> .dia	Quilowatt-hora por metro quadrado dia
kW <sub>P</sub>	Quilowatt-pico
RC	Razão de Consistência
RJ	Rio de Janeiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
S.A.	Sociedade Anônima
SMAA	<i>Stochastic Multicriteria acceptability Analysis</i>
TUSD	Taxa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Taxa no Uso do Sistema de Transmissão
TOPSIS	<i>Technique for order of preference by Similarity to Ideal Solution</i>
T	Temperatura
t <sub>vus</sub>	Tempo de vida útil do sistema
TW	Terawatt
TWh	Terawatt-hora
tCO <sub>2</sub>	Tonelada de dióxido de carbono
UV	Ultravioleta
UC	Unidade Consumidora
USCA	Unidade de Supervisão de Corrente Alternada
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UENF	Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

v	Velocidade
VIKOR	<i>Vise Kriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje</i>
W	Watt
W/m <sup>2</sup>	Watt por metro quadrado
Wh/m <sup>2</sup>	Watt-hora por metro quadrado
Wh/m <sup>2</sup> .dia	Watt-hora por metro quadrado dia

## RESUMO

A produção mundial de eletricidade por fontes não renováveis é uma das responsáveis pela poluição atmosférica e pelo agravamento dos problemas de sustentabilidade energética e mudanças climáticas globais. No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente renovável; entretanto, com a crise hídrica dos últimos cinco anos cresceu a participação das usinas térmicas por combustíveis fósseis. Por outro lado, na 21ª Conferência das Partes, realizada em Paris em 2015, o país se comprometeu a ampliar o uso das fontes renováveis de energia (FRE) como a eólica, solar e biomassa. Nesse sentido, o país tem buscado ampliar o uso de usinas eólicas e solar fotovoltaicas. Além disso, nos últimos quatro anos, verifica-se o crescimento da geração distribuída (GD). Todavia, é importante conhecer as soluções energéticas locais e escolher a mais adequada para cada região. Sendo assim, essa pesquisa tem objetivo de avaliar a melhor FRE por meio da GD por região do município de Campos dos Goytacazes/RJ, tendo em vista aspectos ambientais e socioeconômicos. Para isso, foi aplicado o Analytic Hierarchy Process (AHP) em quatro regiões propostas para o município de Campos dos Goytacazes/ RJ, tendo como alternativas viáveis a energia eólica e a energia solar fotovoltaica (ESFV). Os resultados obtidos indicam que a ESFV é a melhor alternativa viável como fonte primária de energia para GD no município, sendo possível expandi-la a partir de políticas públicas tanto âmbito estadual quanto municipal. Um exemplo disso foi o estudo de caso realizado no *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, onde a ESFV foi também a mais viável. No campus, é possível implantar um conjunto de sistemas de GD a partir da ESFV com potência total de 900 kW<sub>P</sub> que injetaria na rede elétrica da concessionária cerca de 1.248,80 MWh; reduzindo, assim, o consumo de eletricidade em 25,22% com uma economia anual de R\$ 506.174,08 na fatura de eletricidade do campus. Além disso, ao longo de sua vida útil, o sistema proposto seria capaz de mitigar as emissões referentes ao consumo de eletricidade do campus em 731,7 tCO<sub>2</sub>. Assim, o município de Campos dos Goytacazes/ RJ tem potencial e características energéticas para o melhor aproveitamento das FRE, principalmente a energia solar, o que poderia contribuir para o desenvolvimento local a partir de uma sustentabilidade ambiental e socioeconômica.

**Palavras-chave:** Desenvolvimento local, energia eólica, energia fotovoltaica, AHP.

## ABSTRACT

World production of electricity from non-renewable sources is responsible for air pollution and the aggravation of the problems of energy sustainability and global climate change. In Brazil, the electric matrix is predominantly renewable; however, with the water crisis of the last five years, the participation of thermal plants by fossil fuels has grown. On the other hand, at the 21st Conference of the Parties, held in Paris in 2015, the country pledged to expand the use of renewable energy sources (RES) such as wind, solar and biomass. In this sense, the country has sought to expand the use of wind and solar photovoltaic plants. Moreover, in the last four years, there is the growth of distributed generation (DG). However, it is important to know the local energy solutions and choose the most appropriate for each region. Thus, this research aims to evaluate the best RES through DG by region of the city of Campos dos Goytacazes/RJ, considering environmental and socioeconomic aspects. For this, the Analytic Hierarchy Process (AHP) was applied in four proposed regions for the municipality of Campos dos Goytacazes / RJ, having as viable alternatives the wind energy and the photovoltaic solar energy (PVSE). The results indicate that the PVSE is the best viable alternative as a primary source of energy for DG in the municipality, being possible to expand it from public policies both state and municipal. An example of this was the case at the Leonel Brizola campus of the North Fluminense Darcy Ribeiro State University, where ESFV was also the most viable. On campus, it is possible to deploy a set of GD systems from the 900 kW<sub>P</sub> total power PVSE that would inject about 1,248.80 MWh into the utility grid, thereby reducing electricity consumption by 25.22% with a savings R\$ 506,174.08 per year on the campus electricity bill. In addition, over its lifetime, the proposed system would be able to mitigate campus electricity consumption emissions by 731.7 tCO<sub>2</sub>. Thus, the city of Campos dos Goytacazes/RJ has potential and energy characteristics for the best use of RES, especially solar energy, which could contribute to local development based on environmental and socioeconomic sustainability.

Keywords: Local development, wind energy, photovoltaic energy, AHP.

# CAPÍTULO I

## APRESENTAÇÃO

### 1.1. Introdução

O uso de energia em suas diversas formas é vital para a sociedade contemporânea suprir suas necessidades básicas e buscar a melhoria na qualidade de vida. Entretanto, o atendimento a esses dois quesitos, desejados pela humanidade ao longo dos séculos, possui basicamente três atores que interagem entre si: a sociedade, a economia e o ambiente (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

A interação desequilibrada entre esses atores está criando uma crise ambiental sem precedentes. Esta, por sua vez, impõe à sociedade do século XXI um grande desafio, pois os problemas de sustentabilidade energética e mudanças climáticas são de características sistêmicas e não lineares (STERN; SOVACOOOL; DIETZ, 2016).

O consumo crescente de combustíveis fósseis implica a manutenção do crescimento econômico, gerando grande impacto ambiental. E a mitigação desses conflitos ambientais pode estar na transição da economia atual para uma economia de baixo carbono, pautada no uso das fontes de energia mais limpas, e maior cooperação internacional (STEFFEN *et al.*, 2015; GRUBB, 2014; STHEL; TOSTES, 2012; RIFKIN, 2012).

Tal cenário está forçando a humanidade a discutir as relações entre o uso da energia e as mudanças climáticas globais, com o foco na manutenção do aquecimento global abaixo dos 2°C e o aumento limite de temperatura em 1,5°C acima dos níveis “pré-industriais” como uma maneira de reduzir o impacto antrópico no planeta (UNFCCC, 2019), pois o aumento da demanda por energia em escala global implica a intensificação das pressões sobre os limites biofísicos do planeta (SMITH *et al.*, 2016; TOLLEFSON; WEISS, 2015).

Essas pressões, por sua vez, não permitem a manutenção do processo de crescimento econômico linear, tendo em vista a necessidade iminente de manter o acordo estabelecido na COP21, 21ª Conferência das Partes realizada em Paris no ano de 2015, no que tange aos limites de temperatura média global descritos no parágrafo anterior (HULME, 2016; UNFCCC, 2019).

Dentre as diversas ações antrópicas que contribuem para a intensificação dos gases de efeito estufa (GEE) e as mudanças climáticas globais e da necessidade de

se adaptar a uma economia de baixo carbono, encontra-se a geração de eletricidade (McDONALD *et al.*, 2016).

Os combustíveis fósseis são responsáveis por 76% da matriz elétrica mundial. Dentre esses combustíveis, destacam-se o carvão mineral, o gás natural (GN), o petróleo, etc. (EPE, 2019a).

No entanto, a matriz elétrica brasileira, nos últimos cinco anos, vem sendo marcada por uma dupla crise (hídrico-energética). Essa duplicidade se dá em função da mudança drástica no regime de chuva distribuído pelo país a qual vem reduzindo os volumes de água dos reservatórios das hidroelétricas que, por sua vez, reduzem a capacidade de energia elétrica (MENDES; STHEL, 2017).

Diante disso, o governo brasileiro assinou o Acordo de Paris se comprometendo a contribuir para redução do “aquecimento global”. De acordo com o *intended Nationally Determined Contribution* (iNDC), o país pactuou a ampliação no uso das fontes renováveis de energia (FRE), sendo o mesmo ratificado, em 2016, por meio do Congresso Nacional. Com isso, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% até 2025, na comparação com os níveis registrados de 2005; e em 43% até 2030. No item do iNDC relacionado à energia, o país se dispôs a ampliar o uso das fontes renováveis, além da energia hídrica, a eólica, biomassa e a solar (MME, 2016a).

Nesse sentido, o trabalho de Chakravarty e colaboradores (2009) torna-se interessante por mostrar que devemos pensar as questões das mudanças climáticas globalmente e atuar localmente. Isso significa que o planejamento energético local assume um papel importante no fomento de políticas públicas que contemplem sistemas de energia sustentáveis com o estabelecimento de estratégias para incentivar a homogeneidade entre as fontes de energia, tais como: eólica e fotovoltaica (AQUILA *et al.*, 2017).

Então, a tese está reestruturada em cinco capítulos: este capítulo de apresentação; três capítulos (capítulos 2 a 4) nos quais a pesquisa foi desenvolvida e o último capítulo contendo as considerações finais do trabalho e recomendações da pesquisa.

O segundo capítulo apresentará, primeiramente, uma revisão bibliográfica acerca dos conceitos de fontes renováveis e fontes não renováveis de energia. Em seguida, serão discutidas as matrizes elétricas mundial, brasileira e do estado do Rio de Janeiro, começando com uma breve evolução histórica de cada uma das matrizes

e, posteriormente, a atual organização das mesmas.

Depois, será discutida a relação entre geração de eletricidade, a poluição atmosférica e as emissões de gases de efeito estufa. Ainda nesse capítulo, será debatido o conceito de geração distribuída como uma solução sustentável para produção de eletricidade, suas resoluções e o princípio operacional. Essa solução será debatida tendo em vista as fontes de energia eólica e solar fotovoltaica.

Por fim, neste capítulo será apresentada a área de Auxílio Multicritério à Decisão. Entretanto, o trabalho dará ênfase ao método decisório chamado de Processo de Análise Hierárquica, discutindo o seu conceito e apresentando suas premissas.

No terceiro capítulo, será apresentado e discutido o material e os métodos empregados na pesquisa, com base nos critérios quantitativos e qualitativos referentes ao uso das energias eólica e solar fotovoltaica como alternativas viáveis a serem aplicação da geração distribuída a partir da divisão do município de Campos dos Goytacazes/ RJ em 4 (quatro) regiões.

Por último, neste capítulo, será realizado um estudo de caso de seleção da melhor fonte de energia renovável para aplicação de geração distribuída no *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Além disso, será apresentada a metodologia para quantificar a emissão de dióxido de carbono equivalente ( $CO_{2eq}$ ) evitada com a aplicação da solução escolhida.

No quarto capítulo, serão apresentados os resultados e tecida a discussão sobre a seleção das FRE apontada pelo Processo de Análise Hierárquica nas 4 regiões propostas no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo geral**

Esta pesquisa tem como objetivo principal avaliar a melhor fonte renovável de energia por meio de geração distribuída para o município de Campos dos Goytacazes/RJ no que tange às soluções sustentáveis, tendo em vista aspectos ambientais e socioeconômicos por região do município.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- avaliar a crise hídrica brasileira nos anos de 2011 a 2015;
- discutir a matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro a partir de aspectos ambientais e econômicos frente à crise hídrica;
- analisar o panorama da Geração Distribuída em nível nacional, estadual e municipal;
- analisar o potencial energético das fontes renováveis (eólica e solar fotovoltaica) no território do município de Campos dos Goytacazes/RJ;
- utilizar o modelo multicritério para subsidiar o processo decisório sobre a melhor solução sustentável para geração de energia elétrica por região do município com auxílio do método de AHP e *software* IPÊ 1.0;
- selecionar a melhor fonte renovável de energia (eólica ou fotovoltaica) para utilização em GD no *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF);
- estimar a produção de eletricidade por GD de acordo com a FRE selecionada para o *campus* Leonel Brizola da UENF e a mitigação de CO<sub>2eq.</sub> de sua implantação;
- discutir políticas públicas referentes às potencialidades energéticas por fontes renováveis no município de Campos dos Goytacazes/RJ.

### 1.3. Justificativa

O cerne desta pesquisa está baseado no trabalho de Chakravaty e colaboradores (2009) que mostram a necessidade de pensamento global e atuação local no que tange aos problemas das mudanças climáticas.

Dessa maneira, o presente estudo se justifica porque o uso intensivo dos combustíveis fósseis vem acelerando as mudanças climáticas globais e a transição para fontes de baixa emissão de carbono torna-se imprescindível. Então, a ampliação no uso das FRE no mundo é uma forma de mitigar as emissões de GEE por parte do setor de geração de eletricidade.

O Brasil, país com considerável predominância da geração hidroelétrica, vem sofrendo desde 2013 com bruscas mudanças no ciclo hidrológico e com isso, sendo

obrigado a ampliar o uso das usinas termoelétricas a gás natural. Todavia, há também um movimento para incorporação da biomassa, da energia eólica e, recentemente, a energia solar fotovoltaica na matriz elétrica.

Porém, a matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro tem uma configuração inversa à matriz elétrica brasileira e similar à elétrica mundial, i.e., percebe-se uma profunda dependência dos combustíveis não renováveis para geração de energia elétrica.

Então, o presente estudo foca no município de Campos dos Goytacazes, região Norte do estado do Rio de Janeiro; uma vez que, com o início da exploração de petróleo no Brasil, o município de Campos dos Goytacazes ficou conhecido como a “capital brasileira do petróleo”. Em virtude dos repasses dos *royalties*, fruto da exploração desse recurso não renovável, tornou-se um dos municípios com maior receita do país. Todavia, a exploração dos poços de petróleo da bacia de Campos está reduzindo e, conseqüentemente, os repasses dos *royalties* para o município.

Nesse contexto, o intuito da pesquisa é mostrar que o município de Campos dos Goytacazes tem um potencial energético eólico e solar que pode ser utilizado para geração de eletricidade e dessa forma, contribuir para a diminuição da dependência do município em relação ao petróleo.

## CAPÍTULO II

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1. Fontes Renováveis e não renováveis de energia

As fontes primárias de energia utilizadas pelo homem podem ser classificadas em renováveis e não renováveis. Essa classificação está relacionada com a taxa de consumo de um recurso energético pela humanidade e a taxa de reposição do mesmo recurso pela natureza (GOLDEMBERG; LUCON, 2012).

Dessa maneira, as fontes não renováveis de energia (FNRE) são aquelas que, em escala humana, a taxa de consumo é superior às de reposição realizada pela natureza. Dentre as fontes não renováveis de energia, destacam-se: o petróleo e seus derivados, o GN e o carvão mineral.

Por sua vez, as FRE são aquelas, cuja taxa de produção dos recursos naturais é maior ou igual à de consumo desse mesmo recurso pelo homem, portanto não havendo esgotamento da fonte. Dentre as fontes renováveis, destacam-se a energia hidráulica, a eólica, a biomassa e a energia solar, sendo a primeira a base da matriz elétrica brasileira.

#### 2.2. Matriz elétrica mundial

Com a segunda revolução industrial, a humanidade começou a utilizar energia elétrica em escala comercial, o que transformou o seu modo de vida.

A primeira usina de geração de eletricidade pública europeia foi construída em Goldaming, Inglaterra, em 1881, pelos irmãos Siemens. Em Londres, em 12 de janeiro de 1882, a empresa *Edison Electric Light Company* (EUA) colocava em operação sua primeira usina de geração de eletricidade (PINTO JÚNIOR, 2016).

Na América, essa utilização pode ser datada a partir de 04 de setembro de 1882, quando Thomas Alva Edison iluminou os escritórios de J.P. Morgan, em *Wall Street*, e do *New York Times*, por meio de 52 lâmpadas, respectivamente. O fornecimento de eletricidade para essas lâmpadas era oriundo da usina termoelétrica movida por carvão situada em *Pearl Street*, primeira usina de geração de energia dos EUA. Inaugura-se, assim, a Era da Eletricidade (YERGIN, 2014).

O fornecimento de eletricidade inaugurado por Edison tinha limitações do ponto

de vista técnico, pois era realizado em Corrente Contínua (CC) e a queda de tensão elétrica restringia a transmissão de energia em longas distâncias.

Paralelamente ao sistema de Edison, Nicolas Tesla (engenheiro eletricitista croata) tinha projetos de implementação dos sistemas de Corrente Alternada (CA), com financiamento de George Westinhouse. Tesla e Westinhouse defendiam o sistema de eletricidade por CA, por se tratar de um modelo de sistema que poderia transmitir energia elétrica em longas distâncias e, assim, atingir mais consumidores (NIKOLAS TESLA MUSEUM, 2017).

Havia, então, nesse período, duas linhas divergentes de pensamento sobre o melhor modelo de fornecimento de eletricidade. Surge, então, uma disputa travada entre Edison e Tesla, que ficou conhecida como a “Guerra das Correntes”.

Nesse início da “Era da Eletricidade”, o município de Campos dos Goytacazes tem em sua história a marca do pioneirismo na utilização da eletricidade no mundo, quando o imperador Dom Pedro II inaugurou, em 24 de junho de 1883, o primeiro sistema de iluminação pública da América do Sul, ou seja, nove meses após Thomas Alva Edison iluminar os escritórios de J.P. Morgan em *Wall Street*. O sistema de iluminação da cidade de Campos dos Goytacazes se constituía basicamente de máquina a vapor de 50 Cavalos Vapor<sup>1</sup> (CV), três dínamos, em torno de 56 lâmpadas de arco de 2.000 candelas<sup>2</sup> (21.492 lux) e 50 lâmpadas incandescentes (MENDONÇA, 1993).

Em 1893, Tesla e Westinhouse forneceram eletricidade para a *Columbian Exposition* da Feira Mundial de Chicago, por meio de doze (12) geradores de CA com potência de 1.000 CV e, para isso, utilizaram o potencial hidráulico das cataratas do Niágara.

Em 1895, essa mesma usina instalada nas Cataratas do Niágara já transmitia eletricidade numa distância de 40 km até a cidade de Buffalo, no estado de Nova York. Em 1896, as linhas de transmissão já abasteciam a cidade de Nova York com energia elétrica. Desse modo, o sistema de energia defendido por Tesla e Westinhouse sai vencedor (SCIENTIFIC AMERICAN, 2006).

Nesse início da Era da Eletricidade, percebe-se a utilização de duas fontes primárias em destaque para geração de eletricidade: o carvão e a energia hídrica.

---

<sup>1</sup> 1 CV equivale a 736 Watt (W).

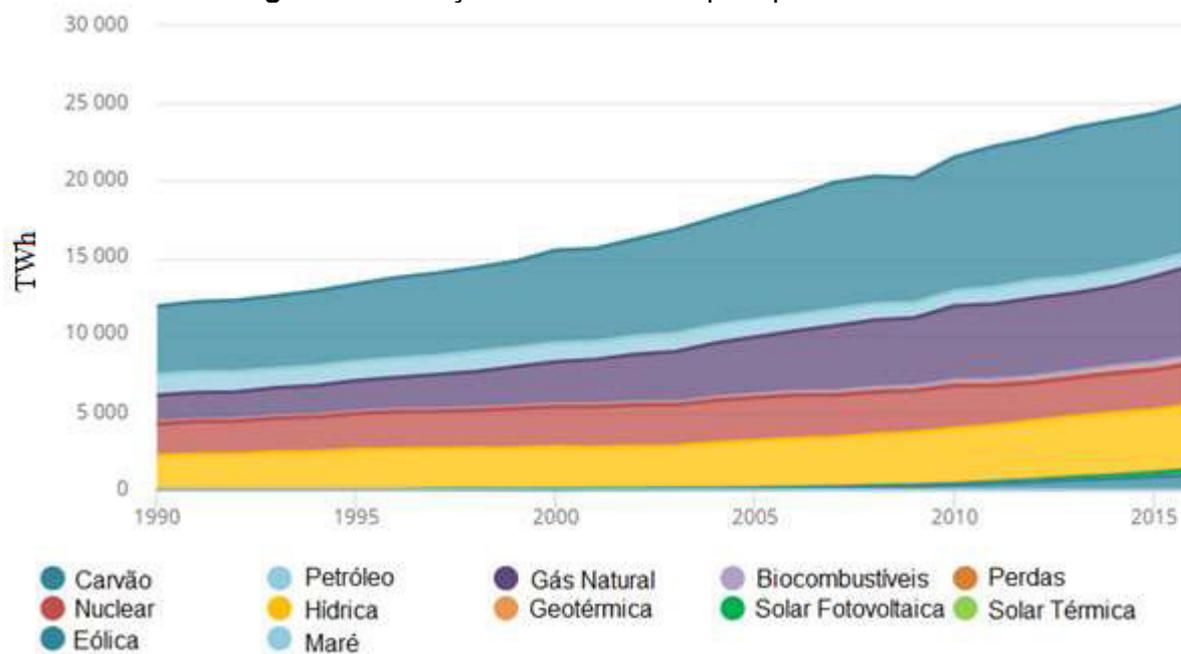
<sup>2</sup> Segundo Creder (2012), o candela é definido como “a intensidade luminosa, na direção perpendicular, de uma superfície plana de área igual a 1/600.000 m<sup>2</sup>, de um corpo negro à temperatura de fusão da platina, e sob a pressão de 1 atm”.

Sendo que, o carvão utilizado por Edison constitui uma fonte não renovável e a energia hídrica uma fonte renovável de energia.

A atual geração de eletricidade mundial ainda utiliza basicamente as máquinas elétricas de CA desenvolvidas por Tesla; mas acionadas, predominantemente, por meio de usinas termoelétricas com combustíveis fósseis, conforme a usina de Edison instalada em *Pearl Street*.

Diante disso, a Figura 1 mostra um histórico da geração de eletricidade por tipo de fonte no mundial entre os anos de 1973 a 2015 e verifica-se, em primeira análise, o crescimento da atividade de geração de energia elétrica ao longo desses 44 anos. Esse crescimento se deve ao aumento das atividades econômicas impulsionadas pelo consumo e o avanço tecnológico (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

**Figura 1** – Geração de eletricidade por tipo de fonte no mundo.



Fonte: IEA (2019).

Na produção mundial de eletricidade, percebe-se a predominância das fontes não renováveis, tais como: carvão, óleo derivado de petróleo, GN e nuclear. Destaca-se, nesse grupo, a ampliação no uso de carvão e GN, respectivamente, mesmo com as pressões ambientais para limitar as emissões de GEE por ações antrópicas para a atmosfera.

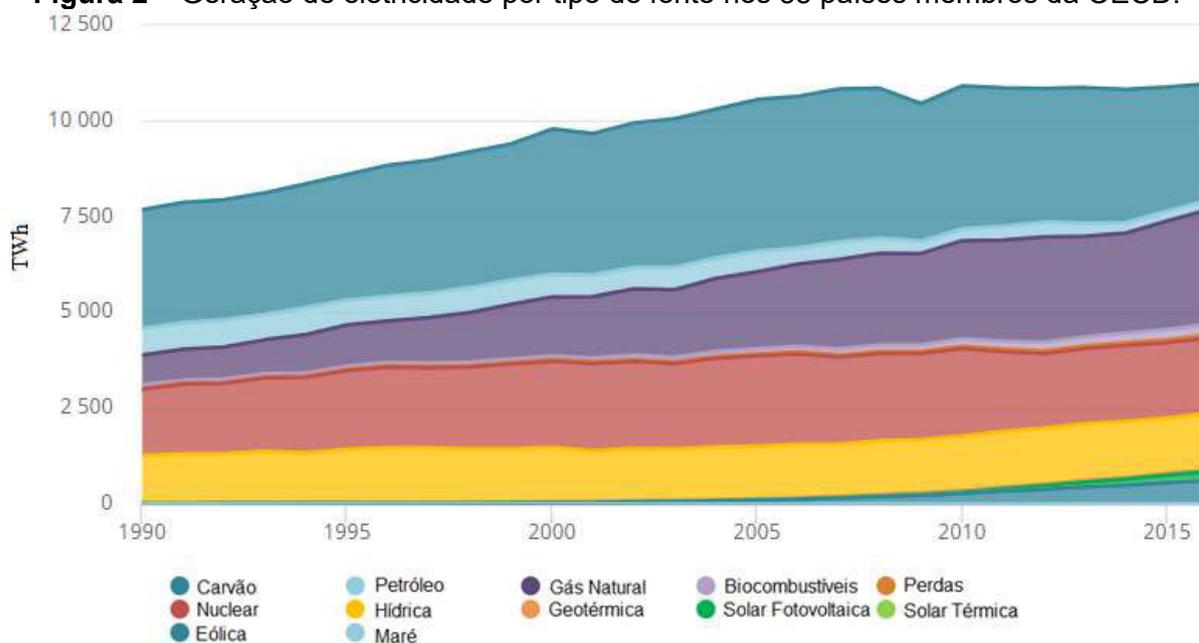
Como efeito das implicações ambientais no uso dos combustíveis intensivos em carbono, no ano 2000 percebe-se uma expansão das fontes primárias renováveis de energia com destaque para a hídrica, seguida pelo grupo contendo as energias

solar, eólica e geotérmica, e por fim, os biocombustíveis.

Os dados mais recentes (2016) fornecidos pela *Internacional Energy Agency* (IEA) sobre a geração de eletricidade mundial apontam que, mesmo com a diversificação e o crescimento do uso de fontes primárias renováveis para geração de eletricidade, essas fontes produziram apenas 6.011,09 TWh (23,97%) contra 18.925,57 TWh (75,46%) produzidos a partir de fontes primárias não renováveis, referentes ao total de 25.081,6 TWh. Além disso, 108,41 TWh (0,43%) foram contabilizadas como perdas existentes no processo de geração e transmissão, e 35,52 TWh (0,15%) produzidas por outras fontes não mencionadas (Figura 1) (IEA, 2019).

Apenas os 35 países membros da *Organisation for Economic Co-operation and Development*<sup>3</sup> (OECD) foram responsáveis por 10.884,77 TWh de toda a eletricidade gerada no mundo, sendo que esses países membros produziram 8.255,63 TWh por FNRE e 2.629,14 TWh por FRE. Então, isso denota que os países da OECD têm sua produção de eletricidade baseada em combustíveis fósseis (Figura 2) (IEA, 2019).

**Figura 2** – Geração de eletricidade por tipo de fonte nos 35 países membros da OECD.

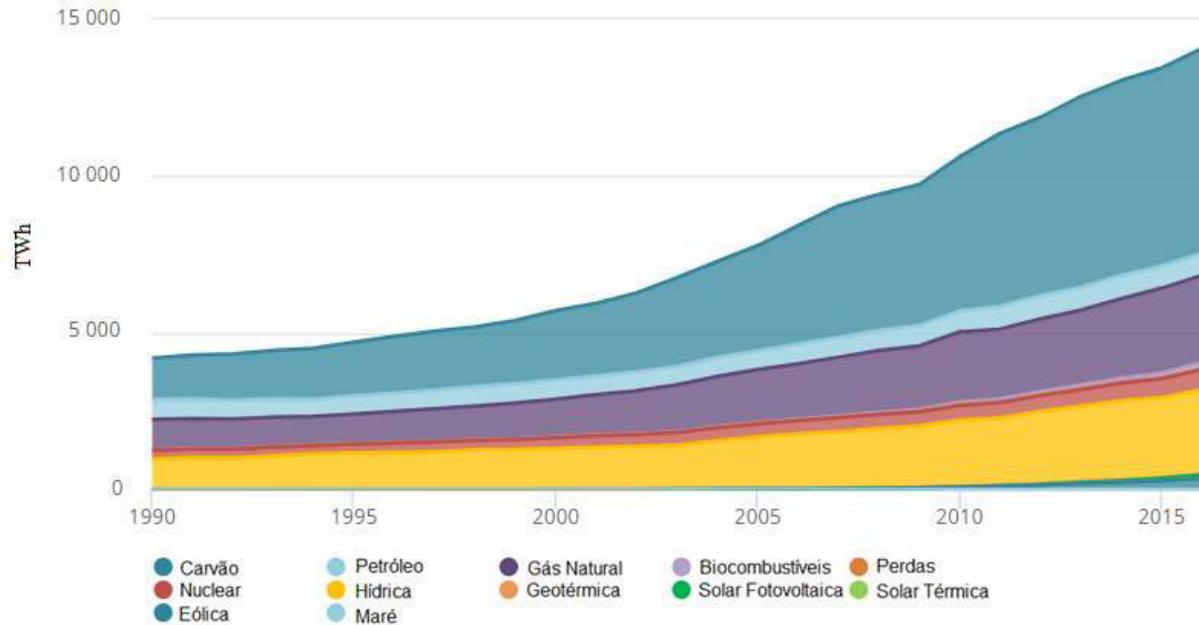


Fonte: IEA (2019).

<sup>3</sup> Na OECD, tem-se um grupo de países membros e outro grupo dos não membros da Organização. Os países membros da OECD têm como características comuns economias com um elevado Produto Interno Bruto (PIB) per capita e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e, dessa forma, sendo considerados, pela organização, países desenvolvidos (OECD, 2019).

Já o restante dos países, não membros da OECD, foram responsáveis por gerar 10.669,11 TWh de energia elétrica por combustíveis fósseis e 3.381,93 TWh por fontes primárias renováveis de energia no mundo (Figura 3) (IEA, 2019).

**Figura 3** – Geração de eletricidade por tipo de fonte nos países não membros da OECD.



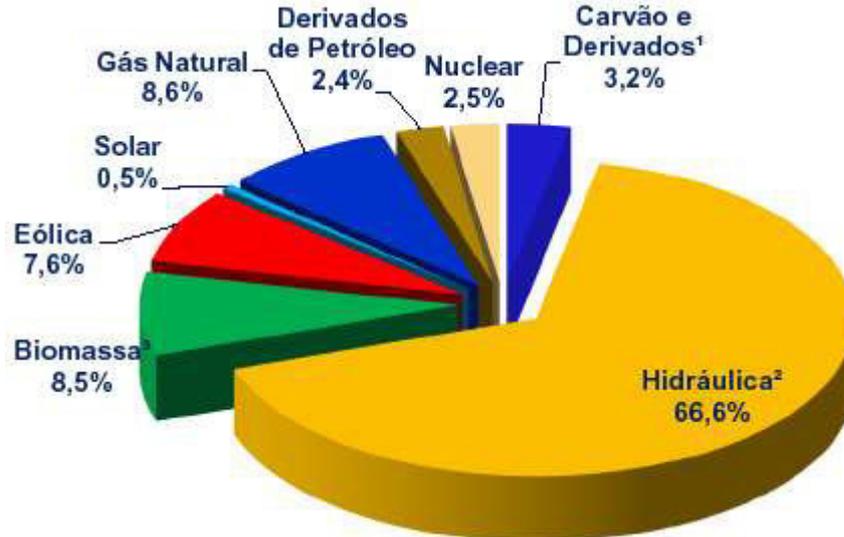
Dessa maneira, observa-se que os países membros da OCDE são os principais responsáveis pela utilização de combustíveis fósseis para obtenção de eletricidade no mundo. Todavia, eles estão buscando reduzir o uso de carvão, petróleo e energia nuclear; mas estão expandindo o uso de GN.

Em contrapartida, os países não membros da OECD estão expandindo o uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade (carvão e GN). Dentre as FRE, a geração hidroelétrica vem aumentando, porém as demais fontes renováveis ainda estão contribuindo de forma modesta para produção de energia elétrica nesse grupo de países.

### 2.3. Matriz elétrica brasileira

De acordo com os conceitos descritos, o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável (EPE, 2019a). Tal afirmação é vista na Figura 4, pois a mesma apresenta a geração de energia elétrica por fonte no país no ano de 2017.

**Figura 4** – Matriz de produção de energia elétrica no Brasil em 2018.



Fonte: EPE(2019a).

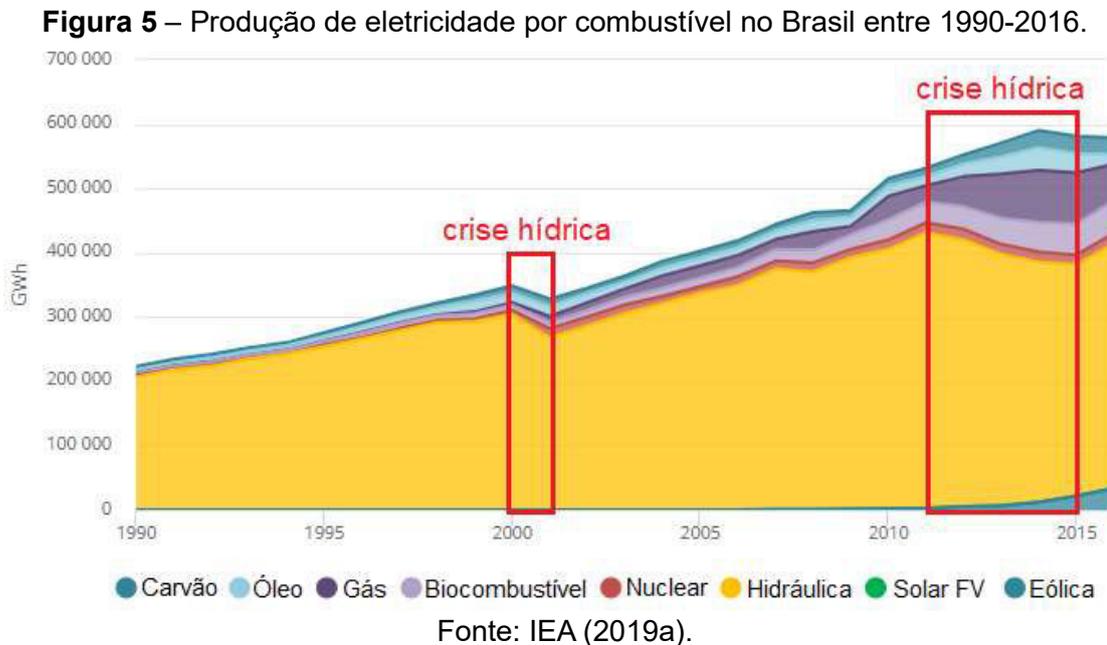
Conforme a Figura 2; 80,3% da energia elétrica brasileira foi produzida tendo com fonte primária recursos energéticos renováveis, sendo desse total 66,6% provenientes da energia hidráulica, 8,5% por biomassa, 7,6% por energia eólica e 0,5% por ESFV.

A energia hidráulica é a principal fonte primária para geração de eletricidade no sistema elétrico brasileiro. Entretanto, apesar de ser uma energia renovável, a hidroeletricidade, principalmente com as usinas hidroelétricas (UHE), causam graves impactos socioambientais em todo seu ciclo de vida. UHE de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio são exemplos de empreendimentos com tais impactos (PRADO JR. *et al.*, 2016).

Na etapa de construção, em geral, ocorre o alagamento de uma área para construção do reservatório. Esse alagamento pode causar impacto na fauna, na flora, na cultura e na história local, ocasionando a remoção de população ribeirinha, a perda de terras agricultáveis, etc. (MOREIRA *et al.*, 2015).

Na etapa de operação, as UHE têm baixa emissão de GEE se comparadas às UTE. Porém, dependendo do local de instalação e da tecnologia empregada para a construção dos reservatórios de acumulação podem ocorrer emissões de GEE, tais como: gás metano (CH<sub>4</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). Essas emissões são variáveis para cada reservatório e podem ser influenciadas por diversos fatores, como: densidade de potência, qualidade da água nos reservatórios, quantidade de matéria orgânica presente na água, condições climáticas, ciclo biogeoquímico do carbono e quantidade de sedimentos (SANTOS *et al.*, 2017).

Outro aspecto a ser considerado quanto à geração hidroelétrica é a vulnerabilidade dessa fonte frente às crises hídricas (PAIM *et al.*, 2019). Na Figura 5, são destacados dois períodos de crise hídrica que impactaram negativamente o sistema elétrico e, conseqüentemente, na sociedade.



No primeiro período, a matriz elétrica brasileira era exclusivamente dependente da geração hidroelétrica. Nessa ocasião, fatores climáticos combinados com má gestão dos recursos hídricos e falta de investimentos no setor elétrico culminaram na primeira crise energética do país que forçou a população a restringir o consumo de eletricidade de forma compulsória (GRÜN, 2005).

A partir dessa primeira crise energética (2000-2001), o país optou por uma política de ampliação do parque termoelétrico. Paralelamente, a partir de 2003, estimulou a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) para suprir as futuras demandas e reduções da geração hidroelétrica (MENDES; STHEL, 2017).

No período entre 2011 e 2015, novamente fatores climáticos também associados aos atrasos em grandes projetos de geração e transmissão de energia, equívocos na operação do sistema elétrico pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e redução dos preços da energia pelo governo brasileiro ocasionaram uma segunda crise energética, em especial nas regiões Sudeste e Nordeste (HUNT, STILPEN; FREITAS, 2018).

Na segunda crise hídrica, o sistema elétrico nacional já contava com um parque termoelétrico considerável, o qual foi acionado em sua plenitude conseguindo suprir a demanda de eletricidade no período. Dessa forma, não ocorreu escassez de energia elétrica no país. Entretanto, ocorreram impactos do ponto de vista econômico e ambiental. Isso porque, com o acionamento das usinas termoelétricas (UTE), em sua maioria a GN, houve aumento das emissões de GEE e aumento das tarifas de eletricidade para os consumidores, impactando também nos preços de produtos e serviços (MENDES; STHEL, 2017).

Hunt, Stilpen e Freitas (2018) analisaram as crises hídricas entre 1924 a 2015 e mostraram que a geração de energia hidrelétrica, no Brasil, tem um ciclo padrão entre 10 a 15 anos, com períodos de geração hidroelétrica acima da média e outros com geração abaixo da média.

Existe um consenso entre os pesquisadores de que mediante às crises energéticas ocorridas no país fruto da escassez de água e das mudanças climáticas globais, o investimento em outras FRE, tais como a eólica, biomassa e solar podem assumir um papel relevante para maior segurança energética e homogeneização da matriz elétrica brasileira; diminuindo, assim, a dependência da geração hídrica e da geração térmica por combustíveis fósseis. Isto é, transformando a atual matriz elétrica com predominância hidrotérmica para hidroelétrica (HUNT, STILPEN; FREITAS, 2018; LUCCHESI *et al.*, 2017; SCHIMIDT; CANCELLA; PEREIRA JR., 2016).

Nesse sentido, o governo brasileiro, por meio da Lei nº 140 de 17 de agosto de 2016, ratificou o Acordo de Paris. Segundo a Lei nº 140/2016, o país se comprometeu a partir do documento intitulado "*intended Nationally Determined Contribution (iNDC)*". Com isso, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de GEE em 37% até 2025, na comparação com os níveis registrados de 2005; e em 43% até 2030. No item do iNDC relacionado à energia, o país se dispôs a ampliar o uso das FRE, tais como a eólica, biomassa e a solar (SENADO FEDERAL, 2019; UNFCCC, 2019).

Barros, Piekarski e Francisco (2018) apontaram em seus estudos que focar a matriz elétrica brasileira em FRE, além da energia hídrica, trará impactos positivos na economia a médio e longo prazo como o aumento do Produto Interno Bruto (PIB), empregos e redução das emissões de GEE.

## 2.4. Matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro

A matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro tem característica contrária à elétrica brasileira e similar à mundial (Tabela 1).

**Tabela 1** – Matriz elétrica do estado do Rio de Janeiro com empreendimentos em operação no dia 12 de agosto de 2019.

<b>Tipo de Usina</b>	<b>Tipo de fonte primária</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>%</b>
Hidroelétrica	Hídrica	1.726,04	19,26
Eólica	Energia cinética dos ventos	28,05	0,31
Fotovoltaica	Radiação solar	3,69	0,04
	Gás natural	4.501,11	50,22
	Óleo diesel	135,00	1,51
	Gás de alto forno	21,00	0,23
Termoelétrica	Carvão Vegetal	2,70	0,03
	Outros energéticos de petróleo	490,00	5,47
	Biogás	21,37	0,24
	Bagaço de cana de açúcar	44,00	0,49
Termonuclear	Urânio	1.990,00	22,20
	<b>Total</b>	<b>8.962,96</b>	<b>100</b>

Fonte: ANEEL (2019)

Então, diante da Tabela 1, é possível verificar que 79,66% da matriz elétrica fluminense utiliza FNRE, sendo as principais o GN com 50,22% do total de energia, o urânio com 22,2% e em terceiro a geração hídrica com 19,26%.

Segundo Mendes e Sthel (2018), o uso intensivo do GN nas usinas termoelétricas instaladas no território fluminense se justifica pelo potencial do estado em relação à exploração de petróleo e GN na bacia de Campos.

Entretanto, observam-se também algumas exceções no que diz respeito às fontes primárias utilizadas em algumas usinas termoelétricas, como os casos da Usina Canabrava, que utiliza o bagaço de cana de açúcar; a Usinaverde S.A., Novagerar Eco-Energia LTDA e Nova Iguazu energia e Gás Renovável LTDA, que utilizam biogás oriundo de resíduos urbanos (ANEEL, 2019a).

A utilização do urânio, como fonte de energia no território fluminense, dá-se em função das usinas termonucleares de Angra I e Angra II, constituindo nas únicas usinas termonucleares instaladas no Brasil (ANEEL, 2019a).

No escopo das FRE utilizadas na matriz elétrica fluminense, nota-se que a geração hidroelétrica corresponde a 19,26% da matriz em função do limitado pelo

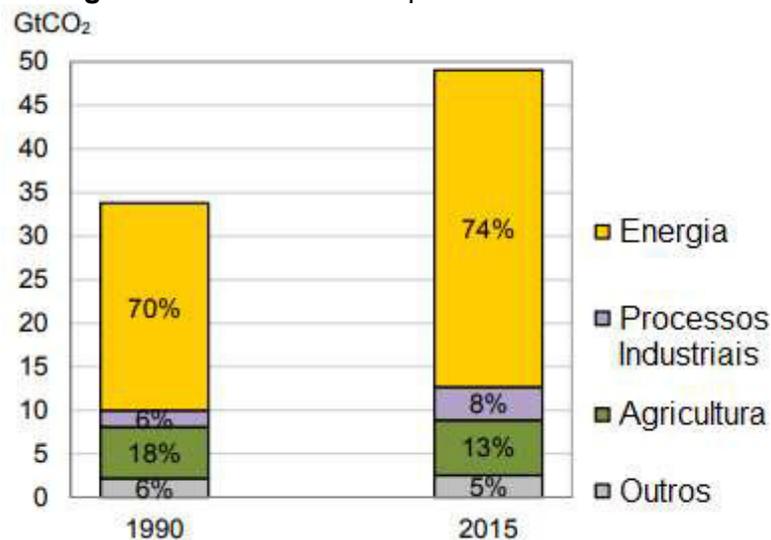
potencial hídrico da bacia do rio Paraíba do Sul (MENDES, 2014). A fonte eólica é somente explorada na região Norte do estado a partir da usina eólica de Gargaú. Por fim, a utilização da energia solar a partir de usinas fotovoltaicas (UFVs) é inexpressiva no estado, conforme a Tabela 1.

A matriz elétrica do Rio de Janeiro está em expansão, pois em fase de construção encontra-se a usina termonuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Antiga Angra III) pertencente a Eletrobrás Termonuclear S.A. e que terá potência instalada de 1.350 MW e, no complexo portuário do Açú (município de São João da Barra) localizam-se as obras da usina termoelétrica Novo Tempo que terá potência instalada de 1.300 MW e será provida por Gás Natural Liquefeito (GNL) importado, tornando-se o maior complexo termelétrico da América Latina (ANEEL, 2019a; BOL, 2019).

## 2.5. Relação entre geração de eletricidade, poluição e emissões de gases de efeito estufa

Uma das ações antrópicas responsáveis pelas maiores emissões de GEE no planeta, na última década, foi o setor de energia (IPCC, 2015a). A Figura 6 compara as emissões antrópicas globais de GEE em 1990 e 2015 realizada pela IEA. O trabalho da IEA apresenta um maior crescimento nas emissões de GEE decorrente, principalmente, do setor de energia.

**Figura 6** – Emissões antrópicas mundiais de GEE.



Fonte: IEA (2019b).

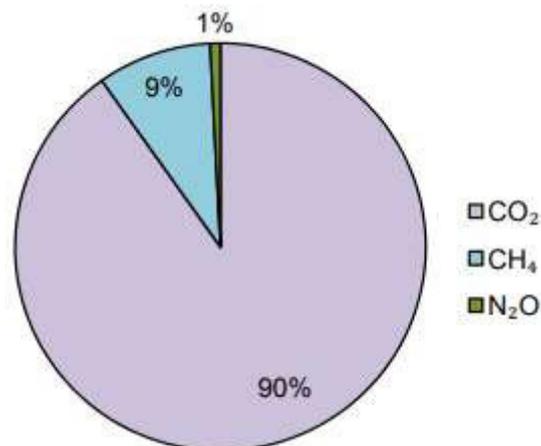
Contida no setor energético está a produção de eletricidade não renovável, sendo a mesma responsável pela poluição atmosférica que impacta o ambiente de forma local, regional e global (McDONALD *et al.*, 2016).

As usinas de combustíveis não renováveis geram gases extremamente danosos à saúde humana e ao ambiente, tais como: CO<sub>2</sub>; metano (CH<sub>4</sub>); ozônio troposférico (O<sub>3</sub>); óxido nitroso (N<sub>2</sub>O); óxido de nitrogênio (NO<sub>x</sub>); dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>); monóxido de carbono (CO); compostos orgânicos voláteis (COVs) (TENG; WANG; ZHIQIANG, 2014; CARDU; BAICA, 2014; SHEKARCHIAN *et al.*, 2011).

O CO<sub>2</sub>, o CH<sub>4</sub>, O<sub>3</sub> e o N<sub>2</sub>O são GEE que, por sua vez, intensificam a poluição, ou seja, eles impactam diretamente nas mudanças climáticas (IPCC, 2015b; BAIRD; CANN, 2011; MEINSHAUSEN *et al.*, 2009).

Dentre os diversos GEE citados acima, no setor de energia, a IEA mostrou que o CO<sub>2</sub> foi o GEE mais emitido (90%) (Figura 7).

**Figura 7** – Emissões do setor de energia no mundo em 2015.



Fonte: IEA (2019b).

O CO<sub>2</sub> tem como característica sua baixa capacidade de absorver calor. Apesar disso, é considerado o principal GEE, pela sua permanência prolongada na atmosfera por dezenas de décadas e pela quantidade de emissões dos processos antrópicos, como o setor de energia (FLANNERY, 2007).

Após o CO<sub>2</sub>, o CH<sub>4</sub> é o GEE de maior impacto para o efeito estufa. Ele, ao contrário do CO<sub>2</sub>, dura poucos anos na atmosfera, porém em maior escala de tempo (séculos), o metano é aproximadamente 23 vezes mais intensivo em absorção de calor (IPCC, 2015b; BIRD; CANN, 2011; SEINFELD; PANDIS, 2006).

As emissões de COVs (Compostos orgânicos voláteis) juntamente com o NO<sub>x</sub>,

e na presença de radiação solar geram o ozônio troposférico, O<sub>3</sub>, um agressivo contaminante da atmosfera, além de ser potente GEE e formador do *smog* fotoquímico (BAIRD; CANN, 2011).

O N<sub>2</sub>O tem capacidade de absorção de calor 300 vezes maior que o CO<sub>2</sub>, mas, é um gás raro na atmosfera, porém permanece nela por volta de 150 anos (FLANNERY, 2007).

Além disso, a reação química do NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> com a água gera a chuva ácida a qual tem caráter regional e traz prejuízos diretos para a agricultura e degradação de monumentos históricos (XIE *et al.*, 2009).

Fajersztajn *et al.* (2013) alertam que as emissões de CO e particulados são nocivos ao ambiente, como também perigosos para saúde humana. O CO, em grandes concentrações, pode ocasionar tonturas, inconsciência, angina e morte. Entretanto, o CO não é considerado diretamente GEE, mas atua na atmosfera como um modulador do CH<sub>4</sub> e do O<sub>3</sub> (LIJIE; MEIGEN; ZHIWEI, 2009; BRUH; CRUTZEN, 1999).

Como exemplo de emissões de GEE em termoelétricas, a Tabela 2 mostra as emissões e gases como CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> na geração elétrica, em kWh, numa típica usina termoelétrica com potência de 2 GW, utilizando três combustíveis (carvão, GN e petróleo).

**Tabela 2** – Relações kg/ kWh de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> em usina termoelétrica de 2 GW.

Tecnologia	Emissões kg/ kWh		
	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Carvão	1,18	0,0139	0,0052
Óleo (Petróleo)	0,85	0,0164	0,0025
GN	0,53	0,0005	0,0009

Fonte: JAFAR, AL-AMIN, SIWAR (2008).

Na Tabela 2, nota-se que o carvão produz as maiores emissões/ kWh, para os gases CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>. Então, dentre as três alternativas, o GN é a melhor solução como combustível de transição porque suas emissões são menores quando comparado com os outros dois combustíveis.

Todavia, Mendes e Sthel (2017) apontam que o aumento significativo na utilização de combustíveis fósseis, principalmente GN e carvão mineral, na produção de eletricidade incrementa as emissões de GEE e contribuem para mudanças climáticas globais, prejudicando ainda mais o ambiente e a saúde humana; formando,

assim, um ciclo energético-ambiental vicioso.

Uma resposta aos combustíveis fósseis na geração de eletricidade é a substituição dos mesmos por fontes renováveis. O resultado disso pode ser visto nos anos de 2014 e 2015 em que as emissões de CO<sub>2</sub> para energia ficaram estagnadas motivadas pela ampliação das FRE (VALOR, 2016b).

Nesse sentido, na COP21, realizada em Paris no ano de 2015, foi estabelecida pelos 195 países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (UNFCCC) e União Europeia, em especial China e EUA, a busca pela transformação de suas matrizes energéticas e, conseqüentemente, elétricas com maior parcela de FRE. Essa busca tem como objetivo manter o aquecimento global abaixo dos 2 °C e realizar um esforço mútuo para limitar o aumento da temperatura em 1,5 °C acima dos níveis “pré-industriais” a fim de abrandar as mudanças climáticas globais.

Mesmo com as recentes iniciativas realizadas com o intuito de diminuir as pressões antropogênicas sobre o planeta, Obama (2017) enfatiza que, com base nos registros científicos, o mundo deve agir de forma urgente para atenuar as mudanças climáticas e isso não pode ser ignorado.

Contudo, no dia 01 de julho de 2017, o presidente dos EUA, Donald Trump, anunciou para o mundo a retirada do seu país no acordo de Paris sobre mudanças climáticas e aumentou os subsídios para a indústria americana de carvão (INDEPENDENT, 2017). O presidente Donald Trump alegou que o acordo de Paris precisava ser “renegociado” e que deveria ser mais “justo” para os EUA. Tal atitude poderá impactar o aumento no uso de combustíveis fósseis para produção de eletricidade tanto nos EUA e, conseqüentemente, implicará maiores emissões de GEE.

## **2.6. Geração Distribuída**

### **2.6.1. Conceito**

A geração distribuída (GD), também é conhecida como geração dispersa (*Dispersed Generation – DG*), geração local (*On Site Generation – OSG*) ou geração embutida (*Embedded Generation – EG*), todavia o termo GD é amplo e observa-se na literatura uma diversificação de definições.

Para Ackermann, Andersson e Söder (2001), a GD pode ser definida como uma forma de geração de eletricidade em que o sistema de geração está em conexão direta com a rede de distribuição.

Para Borges e Falcão (2006), o conceito de GD está diretamente relacionado com o uso de pequenas unidades geradoras instaladas em pontos estratégicos do sistema elétrico e próximos aos centros de carga.

Carley (2009) amplia a definição de GD, acrescentando que esse tipo de geração pode assumir características que incluem localização, tamanho e aplicação do sistema de geração. Isso porque a localização está relacionada com a frequente conexão da GD à rede elétrica no lado do cliente e próximo à carga. Os tamanhos dos sistemas assumem, geralmente, potências instaladas entre 1 kW e 5 MW. E as aplicações dos sistemas de GD atendem a diferentes demandas e podem ser classificadas como: plantas emergenciais, energia de reserva, unidades de cogeração<sup>4</sup>, sistemas de micro geração, aplicações remotas e localizadas em plantas elétricas convencionais.

Corroborando os conceitos anteriores, Kuhl-Thalfeldt e Valtin (2011) afirmam que o ponto essencial para a GD é o fato de as unidades de produção de eletricidade serem próximas ao ponto de consumo.

Recentemente, Amaral *et al.* (2016) definiram a GD como:

...qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão, e que tenha capacidade de mobilidade no que diz respeito à sua localização física (AMARAL *et al.* p. 3, 2016).

Para a ANEEL (2017), a GD, pode ser vista como:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor.

---

<sup>4</sup> A cogeração consiste no processo de produção simultânea de eletricidade e calor/frio a partir de uma única fonte primária de energia (MOREIRA, 2017).

Sendo assim, esse tipo de produção de eletricidade está em sinergia com a rede elétrica de distribuição, próximo aos consumidores e associado aos empreendimentos de geração de eletricidade pequeno porte.

Em relação à fonte primária utilizada na GD, a mesma pode ser não renovável ou renovável. Dentre as fontes não renováveis utilizadas nesse processo, destacam-se o GN por meio de microturbinas, células a combustível e também motores alternativos com combustão interna. As fontes renováveis utilizadas podem ser os pequenos aproveitamentos hidráulicos, por meio de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), energia eólica a partir de aerogeradores, biomassa em termoelétricas, biogás em microturbinas e solar por meio de sistemas fotovoltaicos (ALLAN *et al.*, 2015; CARLEY, 2009).

Para Lora e Haddad (2006), a GD torna-se uma alternativa para o sistema elétrico a partir do momento em que reúne os benefícios, a começar por adequar-se ao mercado de energia e aumentar a eficiência na utilização dos recursos naturais, mitigando os impactos ambientais provenientes da geração centralizada.

### **2.6.2. Resoluções Normativas da ANEEL**

No Brasil, a conexão dos sistemas renováveis e alternativos de geração de energia à rede elétrica de baixa tensão é regulamentada pelas resoluções da ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012 e nº 687 de 24 de novembro de 2015, sendo que a última ampliou a resolução anterior. Essas resoluções trazem consigo os conceitos de microgeração e minigeração distribuídas e estabelecem as condições gerais para o acesso das mesmas e o sistema de tarifação de energia elétrica (MOREIRA, 2017; ANEEL, 2015).

Dessa maneira, no artigo 1º da RN nº 687/2015 da ANEEL, a microgeração e minigeração distribuídas são definidas como:

- I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por

meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL, 2016).

Em relação ao sistema de tarifação de energia elétrica nos sistemas de GD, a RN nº 687/2015 é fundamentada no modelo de compensação de energia elétrica (modelo *net metering tariff*), em que:

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (ANEEL, 2016).

Além disso, destacam-se, na RN nº 687/2015, algumas inovações para a GD em todo país, tais como:

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

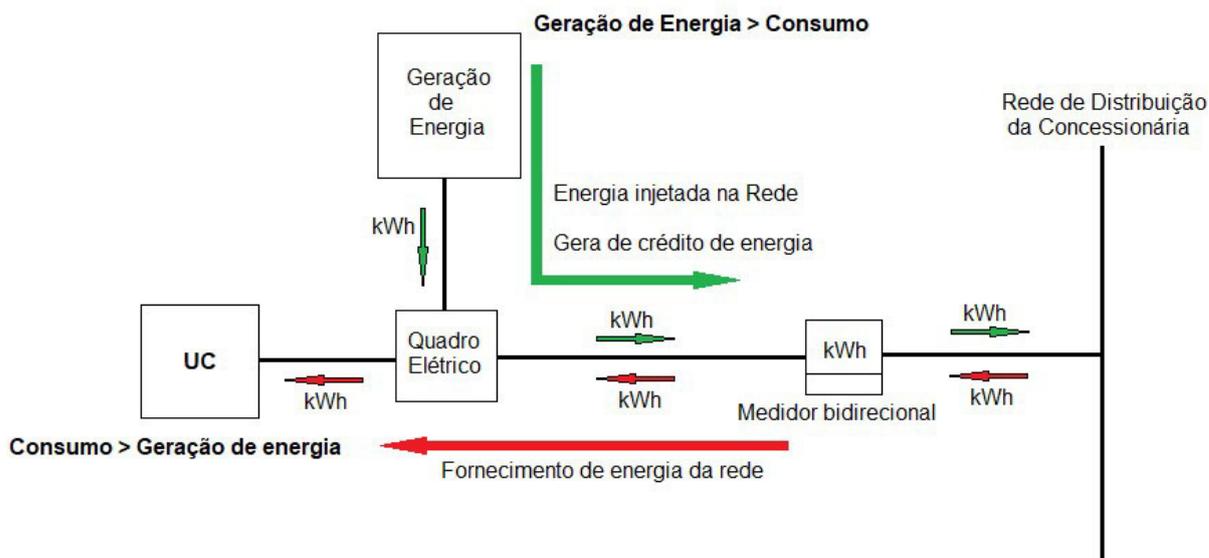
VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2016).

### **2.6.3. Funcionamento do sistema da Geração Distribuída**

De acordo com o conceito de GD, o seu funcionamento pode ser entendido em dois momentos: quando a energia elétrica gerada pela fonte é maior que o consumo da UC e quando o consumo da unidade consumidora (UC) é maior que a geração de energia da fonte (Figura 8).

**Figura 8** – Diagrama do princípio de funcionamento dos sistemas de GD.



Fonte: elaboração própria.

A Figura 8 mostra o diagrama do princípio de funcionamento da GD e seus principais elementos. Dentre eles, encontram-se a rede da concessionária de eletricidade local, o medidor de energia bidirecional (destinado a medir o fluxo de energia elétrica em dois sentidos), um quadro elétrico (destinado a seccionamento e proteção do sistema), a UC e o próprio sistema de geração. Sendo esse último, proveniente de FRE, tais como eólico, solar fotovoltaica, etc. (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

A primeira situação é quando a geração de energia é maior que o consumo da UC. Nesse caso, entendem-se aqueles momentos pelo qual o local tem altos índices de recurso energético primário, isso faz com que haja maior conversão da energia primária em energia elétrica. Essa energia gerada alimenta a UC e o excedente da energia elétrica é injetado na rede da concessionária; gerando, assim, créditos de energia.

A segunda situação mostra o momento em que o consumo da UC é maior que a quantidade de energia elétrica produzida pelo sistema de geração de energia. Agora, esse caso pode ser entendido por aqueles momentos nos quais há baixos índices de recurso energético, ou alto consumo de eletricidade por parte da UC, que se torna maior que a capacidade de suprimento do sistema de geração. Dessa forma, a UC absorve da rede da concessionária a quantidade de eletricidade necessária para suprir sua demanda.

Por fim, a fatura mensal de eletricidade da UC será a energia líquida, ou seja, a subtração da energia injetada na rede da concessionária pelo sistema de geração e o consumo de energia da UC, conforme descreve a resolução da ANEEL nº 687/2015 (ANEEL, 2016).

#### **2.6.4 Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída**

O uso da GD traz consigo algumas vantagens no âmbito da sociedade, do ambiente e da concessionária de eletricidade (BARBOSA FILHO; AZEVEDO, 2013; VALOR, 2017).

As vantagens para a sociedade se estabelecem pela qualidade e confiabilidade do abastecimento por meio de tecnologias de GD, pela eletricidade gerada ter menor custo para o consumidor, contribuição para a diversificação da geração de energia e desenvolvimento econômico local a partir da criação de empregos e novos modelos de negócio.

Para o ambiente, as vantagens são devidas ao maior uso e de forma adequada das fontes renováveis locais. Isso faz com que haja maior contribuição do setor elétrico para redução das emissões de GEE; a diminuição da necessidade de investimentos em empreendimentos de geração de eletricidade de grande porte e melhoria da eficiência energética.

Já para a concessionária, a utilização da GD por parte dos consumidores torna-se interessante por reduzir os custos referentes ao adiamento nos investimentos em infraestrutura (criação de novas subestações de energia e linhas de transmissão de energia); diminuição da dependência dos parques geradores de grande porte; aumento da estabilidade do sistema de distribuição e redução das perdas nos sistemas de distribuição.

Entretanto, o INEE (2001) e Barbosa Filho e Azevedo (2013) apontam algumas desvantagens da GD, como possível longo tempo de retorno do investimento por parte do consumidor; variações na produção de eletricidade em função da intermitência do tipo de fonte primária de energia adotada; a maior complexidade na administração do faturamento de energia; no planejamento; operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição e, em algumas situações, há diminuição na utilização da capacidade de fornecimento de energia da concessionária o que tende a aumentar o preço médio das tarifas de fornecimento.

Assim, a GD a partir de FRE torna-se um meio relevante na diversificação da matriz elétrica brasileira; contribuindo para diminuição da dependência das usinas hidroelétricas e termoelétricas a combustíveis fósseis e, conseqüentemente, reduzindo o impacto do setor elétrico no ambiente.

## **2.7. Soluções sustentáveis: energias eólica e solar fotovoltaica**

Diante dos problemas socioambientais mencionados pela utilização dos combustíveis fósseis para geração de eletricidade (item 2.5), as FRE tornam-se soluções sustentáveis para o enfrentamento de tais problemas (MENDES; STHEL, 2017).

Dentre as alternativas energéticas sustentáveis para geração de eletricidade no Brasil, Tolmasquim (2004) aponta o uso da biomassa, as PCHs, a energia eólica e a ESFV.

O trabalho organizado por Santos (2013) considera a energia dos oceanos no litoral brasileiro como mais uma alternativa além das mencionadas por Tolmasquim (2004).

Há também um estudo realizado por Moreira e colaboradores (2015), apontando que, além da energia eólica, as usinas nucleares poderiam ser incorporadas como opções mais sustentáveis na complementação da geração hídrica.

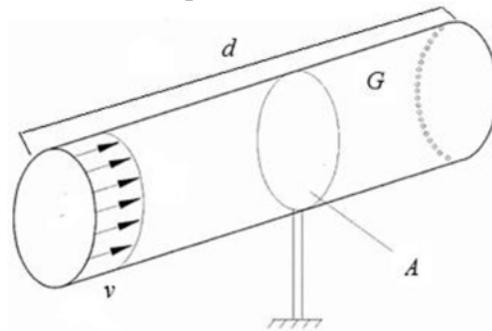
Entretanto, os tópicos a seguir abordarão a energia eólica e a ESFV por serem consideradas FRE e soluções sustentáveis com menores emissões de GEE e maior facilidade de implementação tanto em relação às usinas centralizadas quanto a GD nos mais diversos tipos de consumidores (GILS; SIMON; SORIA, 2017).

### **2.7.1. Energia eólica**

A energia eólica é proveniente do deslocamento de massas de ar. Esse deslocamento da massa de ar é dado pela circulação das camadas de ar provocadas pelas diferenças de pressão e temperatura em determinados locais ou regiões (PINTO, 2013).

A Figura 9 mostra um cilindro ( $G$ ) com uma área transversal ( $A$ ) e nessa área há um fluxo de ar com massa ( $m$ ), deslocando-se com velocidade ( $v$ ).

**Figura 9** – Geometria cilíndrica utilizada para o conceito de energia cinética aplicada no gerador eólico.



Fonte: PICOLO; RÜHLER; RAMPINELLI (2014).

A energia cinética ( $E_C$ ) da massa de ar que atravessa o cilindro  $G$  pode ser dada pela Equação 1 (ROSA, 2015).

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (1)$$

Em que,

$E_C$  – energia cinética do vento, m/s;

$m$  – massa de ar, em kg;

$v$  – velocidade do vento, em m/s.

Segundo Pinto (2013), o movimento dessa massa de ar varia ao longo do tempo ( $t$ ) e, dessa maneira, a potência do vento é dada pela derivada da Equação 1 (Equação 2).

$$P_{\text{vento}} = \frac{\partial E_C}{\partial t} \quad (2)$$

Substituindo a massa  $m$  da Equação 1 pelo produto da massa específica do ar<sup>5</sup>  $\rho$  (kg/ m<sup>3</sup>) pela área  $A$  (m<sup>2</sup>) do cilindro  $G$  e, posteriormente, derivando a Equação 2 tem-se que a potência do vento em uma área circular pode ser estimada mediante a Equação 3 (ROSA, 2015).

<sup>5</sup> A massa específica do ar ( $\rho$ ) é a razão entre a pressão atmosférica  $P_a$  e a temperatura ambiente  $T$  e, dessa maneira, o seu valor pode variar dependendo do local. Sendo que, na pressão atmosférica de 1 atm e temperatura de 15 °C a massa específica do ar é de 1,225 kg/ m<sup>3</sup> (PINTO, 2013).

$$P_{\text{vento}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3)$$

Então, a geração de eletricidade por energia eólica consiste, primeiramente, na conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica (rotação) das pás de uma turbina eólica que, conseqüentemente, coloca em movimento o eixo de um gerador de eletricidade (ALDABÓ, 2002).

O fluxo de potência eólica é perpendicular e proporcional à área circular formada pelas pás do aerogerador e chamada de densidade de potência DP, dada em W/m<sup>2</sup> (Equação 4) (PINTO, 2013).

$$DP = \frac{P_{\text{vento}}}{A} \quad (4)$$

Como um aerogerador capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área A formada pelas suas pás e a transforma em energia elétrica; a mesma pode ser estimada a partir da Equação 5 (PINTO, 2013).

$$P_{\text{elétrica}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_P \eta \quad (5)$$

Em que,

$P_{\text{elétrica}}$  – potência elétrica do aerogerador, em W.

$\rho$  – massa específica do ar, em kg/m<sup>3</sup>.

A – área da seção transversal realizada pelas pás do aerogerador, em m<sup>2</sup>.

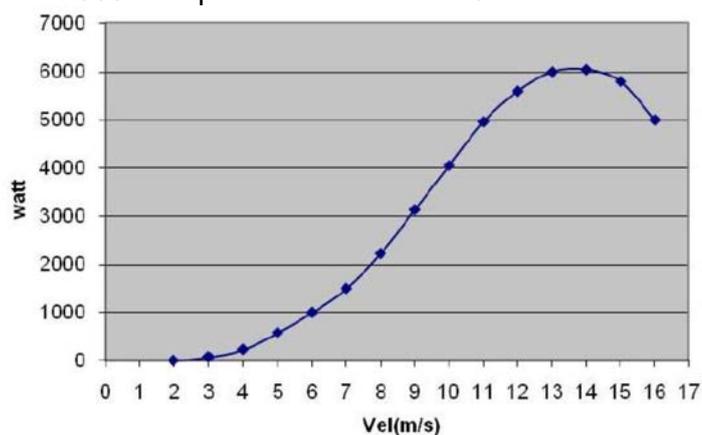
v – velocidade do vento, em m/s.

$C_P$  – coeficiente de potência do rotor (valor máximo ser consideradas como tecnologicamente teórico = 0,593, na prática atinge 0,45 e é variável, com o vento, rotação, e parâmetros de controle da turbina).

$\eta$  – eficiência do conjunto gerador/ transmissões mecânicas e elétricas (0,93 a 0,98).

Então, é possível observar pela Equação 5 a relação direta entre a potência elétrica do aerogerador (P) e a potência do vento ( $P_{\text{vento}}$ ). A Figura 10 corrobora a afirmação. Nela é mostrada a curva de potência de aerogerador da marca Enersud modelo Verner555 com potência nominal de 6 kW.

**Figura 10** – Curva de potência de aerogerador da marca Enersud modelo Verner 555 com potência nominal de 6 kW.

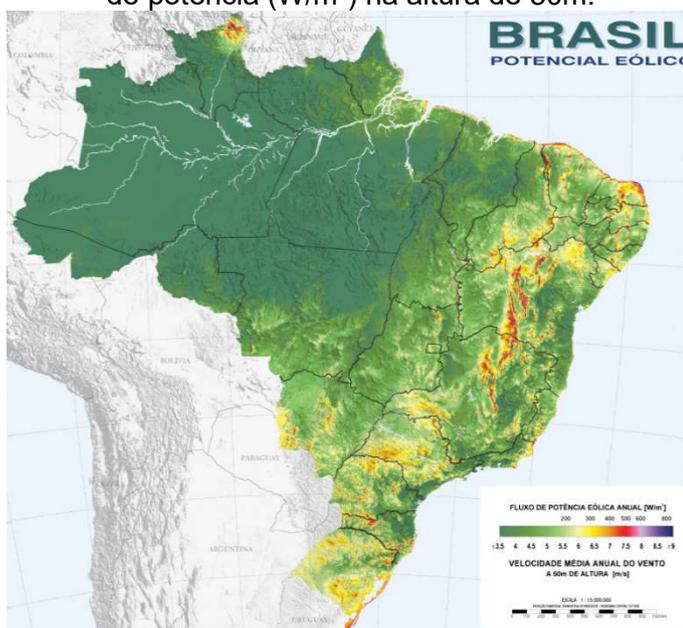


Fonte: ENERSUD (2017).

Nota-se, pela Figura 10, que a potência de 6 kW (potência nominal) do aerogerador somente é alcançada quando a velocidade do vento estiver entre 13 e 14 m/s (46,8 a 50,4 km/h). Então, para instalação desse aerogerador, é necessário realizar um estudo prévio sobre a velocidade média de vento do local.

De acordo com Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Figura 11), as velocidades médias anuais de vento têm uma considerável variabilidade ao longo do território do país.

**Figura 11** – Potencial eólico brasileiro. Velocidade média anual de ventos (m/s) e densidade de potência ( $W/m^2$ ) na altura de 50m.



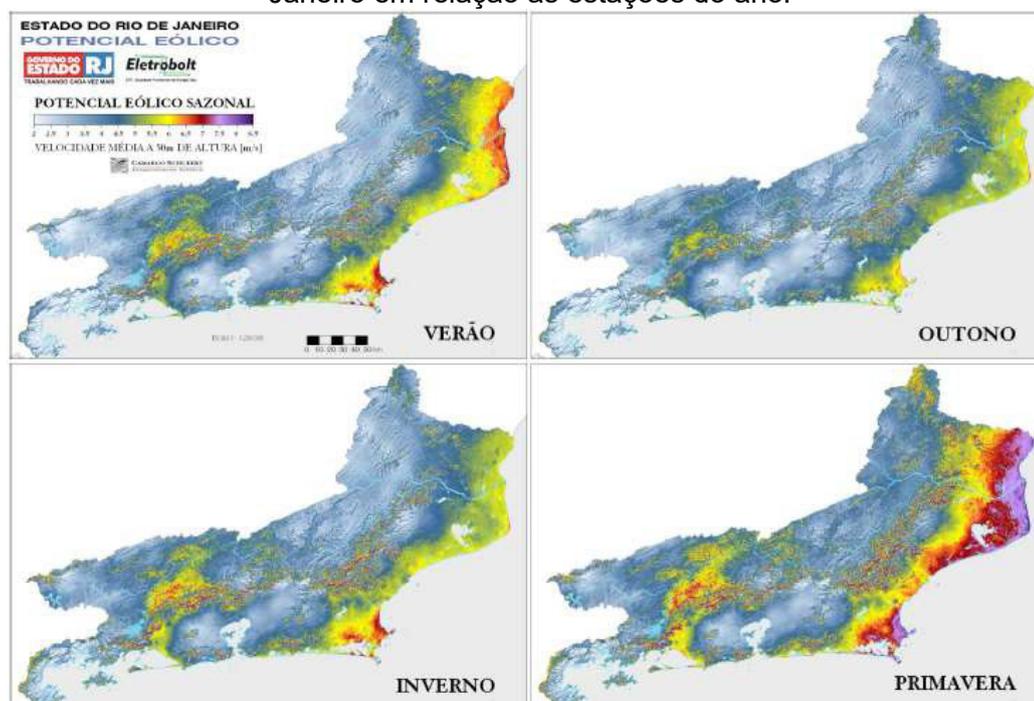
Fonte: MME (2001).

Observa-se que as maiores velocidades médias anuais de vento e densidades de potência são encontradas no estado do Rio Grande do Norte (região Nordeste) e as menores intensidades são, em sua maioria, na região Norte.

Dentro desse parâmetro, destacam-se no país: na região Nordeste, os litorais dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Sergipe e Alagoas e o interior da Bahia; na região Sul, o litoral do Rio Grande do Sul e o interior do Paraná; na região Sudeste, os estados de Minas Gerais (Norte de Minas e Triângulo Mineiro), Rio de Janeiro (regiões Norte e dos Lagos do estado) e São Paulo (interior do estado); na região Norte há uma exceção na incidência de ventos na região norte do estado de Roraima.

O vento também sofre variações no seu comportamento ao longo do dia e do ano, além de ter seus valores extratificados de velocidade em função da altura. Fatores como topografia, rugosidade do terreno e obstáculos também contribuem para a aceleração ou desaceleração do vento em determinado local. Com isso, torna-se imprescindível a avaliação do local a serem instalados os aerogeradores (CRESESB, 2019a). Na Figura 12, fica evidente que, ao longo do ano, há uma variação na velocidade média dos ventos.

**Figura 12** – Velocidade média dos ventos a 50 m de altura no território do estado do Rio de Janeiro em relação às estações do ano.



Fonte: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA, DA INDÚSTRIA NAVAL E DO PETRÓLEO (2002).

Utilizando o estado do Rio de Janeiro como exemplo (Figura 12), pode-se observar que, no litoral norte do estado, as velocidades médias de vento variam entre 5,5 a 8,0 m/s, sendo o ápice dessa velocidade no período da primavera. Nela, os ventos adentram de forma mais intensa em direção à região noroeste do estado do Rio de Janeiro.

Diante das variações do regime de vento (intensidade e direção) e turbulência ocasionada por obstáculos em determinados locais, as turbinas eólicas devem buscar o melhor aproveitamento do recurso disponível. Com isso, existem dois grupos construtivos de turbinas: turbinas com eixo horizontal (Figura 13a) e com eixo vertical (Figura 13b) (PINTO, 2013).

**Figura 13** – (a) Turbinas eólicas de eixo horizontal com potência nominal de 6 kW instalada no Instituto Federal Fluminense *campus* Campos-Guarus e (b) Turbinas eólicas de eixo vertical com potência nominal de 1,5 kW instalada no Polo de Inovação Campos dos Goytacazes/RJ.



Fonte: elaboração própria.

Sobre os dois tipos de turbinas eólicas, o Centro de Energia Eólica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (CE-EÓLICA, 2019) aponta que:

Os rotores de eixo horizontal são mais comuns e, grande parte das experiências internacionais está voltada para a sua utilização. São predominantemente movidos por forças de sustentação (atuam perpendicularmente ao escoamento) e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento.

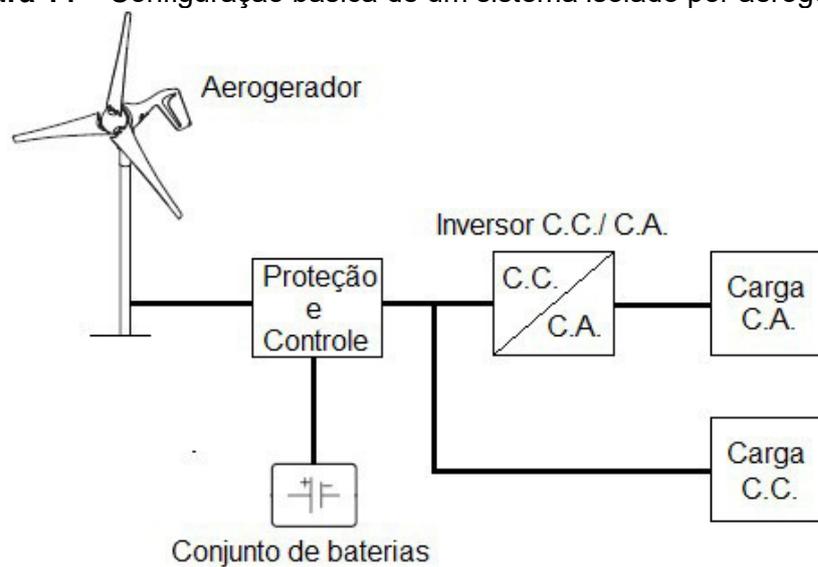
Já as turbinas de eixo vertical captam a energia dos ventos sem precisar alterar a posição do rotor com a mudança na direção dos ventos. Podem ser movidos por forças de sustentação e por forças de arrasto (CE-EÓLICA, 2019, p. \_\_).

Quanto às aplicações para produção de energia elétrica, os sistemas eólicos podem ser classificados em: isolado, híbrido e interligado à rede elétrica (REIS, 2011).

Para Rodrigues e Rossi (2016), a geração eólica em sistema isolado atende a demandas de eletricidade de consumidores de pequeno e médio portes (residências, propriedades rurais ou equipamentos), em geral com potência de até 80 kW, em locais ermos ou que o acesso à rede elétrica da concessionária torna-se inviável técnica ou economicamente. Para isso, o sistema necessita de um conjunto de baterias para armazenamento de energia (energia química) para posterior utilização em momentos de baixa ou nenhuma incidência de vento. O problema desse tipo de sistema é o conjunto de baterias, pois ele é o responsável pela maior parcela do custo do sistema. As baterias têm vida útil limitada (três a quatro anos) e as mesmas ainda requerem manutenção (CRESESB, 2019a).

Para a energia eólica em sistema isolado, há atualmente aerogeradores com controlador de carga embutido o que torna o sistema mais compacto. A Figura 14 mostra o esquema do sistema isolado por aerogerador.

**Figura 14** – Configuração básica de um sistema isolado por aerogerador.



Fonte: elaboração própria.

Nesse sistema, a energia cinética do vento move o conjunto de pás, que, por sua vez, aciona o eixo do gerador elétrico (interno). A tensão gerada e a verificação da presença de carga na saída do gerador elétrico ficam sob a responsabilidade do controlador de carga embutido no aerogerador. Assim, o aerogerador simultaneamente carrega o conjunto de baterias e alimenta o inversor CC/CA,

responsável pela conversão da tensão e corrente contínua em tensão e corrente alternada para a carga, caso a mesma seja CA. Em caso de ausência de vento e o conjunto de baterias estando carregado, o mesmo assume o abastecimento de energia para a carga.

A geração eólica em sistema híbrido se constitui no paralelismo entre a turbina eólica (geração intermitente) com uma fonte contínua de geração, por exemplo, um grupo-gerador<sup>6</sup> movido a diesel. Nesse caso, o objetivo é a economia de combustível (REIS, 2011). Entretanto, essa solução não condiz com os conceitos sustentáveis em sua plenitude, uma vez que utiliza como fonte principal um combustível fóssil. Mas, existe a possibilidade de criação de um sistema híbrido composto pela turbina eólica e outra FRE.

A geração eólica interligada à rede elétrica pode ser dividida em sistemas conforme regido pela NR nº 687/2015 (mini e microgeração) ou na forma de usinas eólicas centralizadas.

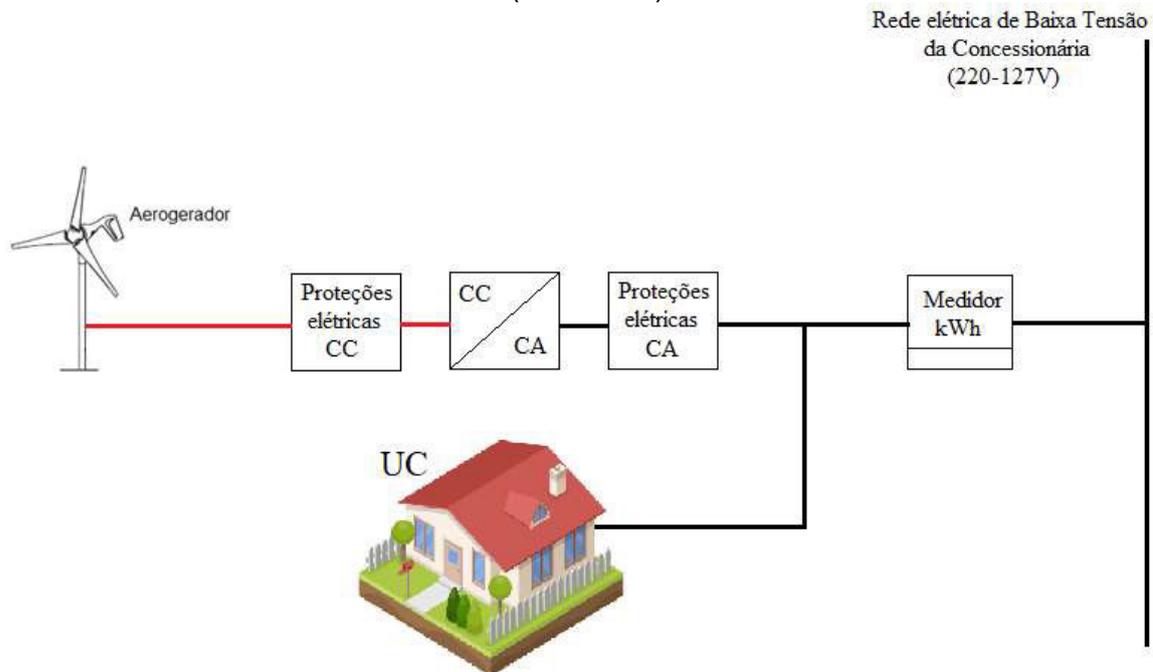
A minigeração e a microgeração por energia eólica compõem-se de aerogerador(es), inversor CC/CA (equipamento responsável por interligar o sistema de geração de energia na rede da concessionária local de Baixa Tensão<sup>7</sup> – BT), sistema de proteções elétricas em geral (CC e CA) e o medidor de energia elétrica bidirecional. Vale ressaltar que esse inversor CC/CA, empregado no sistema conectado à rede, difere do inversor utilizado no sistema isolado pela sua interatividade com a rede elétrica de CA, ou seja, o inversor em questão opera em paralelismo à rede da concessionária de energia elétrica. A Figura 15 mostra uma representação do sistema de GD a partir da energia eólica em uma UC (residência).

---

<sup>6</sup> Grupo-gerador constitui-se é equipamento composto pelo acoplamento de um gerador de CA a um motor de ciclo diesel (similar ao motor de caminhão) e controlado eletronicamente por um sistema por uma Unidade de Supervisão de Corrente Alternada, também chamada de USCA (MAMEDE FILHO, 2012).

<sup>7</sup> Baixa Tensão (BT) – nível de tensão com valor igual ou inferior a 1 kV (ANEEL, 2019b).

**Figura 15** – Representação do sistema de GD tendo como fonte a energia eólica e uma UC (residência).



Fonte: elaboração própria.

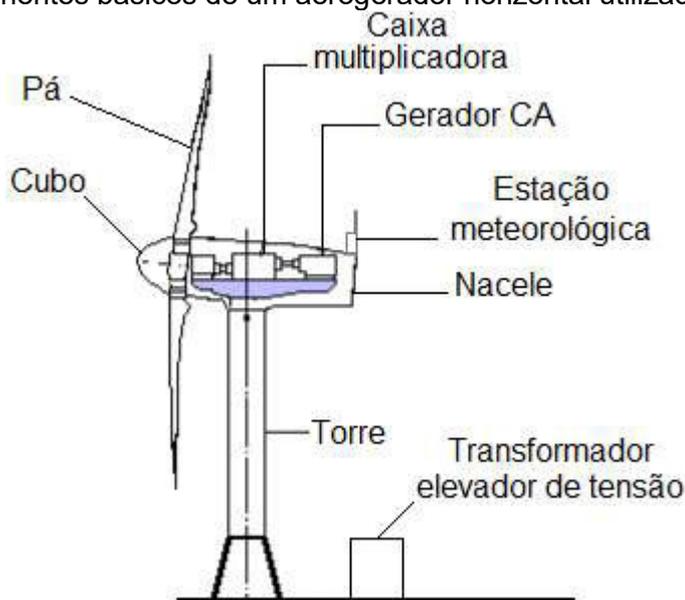
As usinas ou parques eólicos centralizados, por sua vez, utilizam aerogeradores que são conectados diretamente à subestação elevadora da usina e a partir desse ponto todo o parque eólico é interligado à rede elétrica de Média Tensão<sup>8</sup> (MT) ou Alta Tensão<sup>9</sup> (AT) da concessionária.

Os aerogeradores empregados nos parques eólicos diferem dos aerogeradores da mini e microgeração em função da sua potência, dimensões e aplicação. Basicamente, os aerogeradores utilizados nas usinas são compostos por cubo, pás, caixa multiplicadora, geradores elétricos de CA, estação meteorológica e sistemas automáticos de controle (velocidade e ângulo de ataque das pás e controle sobre a energia elétrica gerada), torre e transformador elevador de tensão (Figura 16).

<sup>8</sup>Média Tensão (MT) – nível de tensão com valor superior a 1 kV e inferior a 69 kV (ANEEL, 2019b).

<sup>9</sup>Alta Tensão (AT) – nível de tensão com valor superior a 69 kV e inferior a 230 kV (ANEEL, 2019b).

**Figura 16** – Componentes básicos de um aerogerador horizontal utilizado em usinas eólicas.



Fonte: GARCÍA (2004).

A Figura 16 mostra as partes principais do aerogerador: pás, cubo, nacele, torre e transformador elevador de tensão. Sendo que o rotor sustenta as pás e o sistema para ajuste do ângulo de ataque das mesmas (sistema com objetivo de aproveitar melhor os ventos e aumentar a eficiência da máquina). A nacele é a estrutura que comporta a caixa multiplicadora e suas partes auxiliares, o gerador elétrico trifásico de CA, a estação meteorológica/ sistema de controle. A torre é a responsável pela sustentação do conjunto cubo-pá e nacele e, também, contém o sistema de giro para colocar sempre as pás da máquina confrontante ao vento (direção do vento). Por fim, na base da torre do aerogerador tem instalado um transformador elevador de tensão, tendo seu objetivo elevar o nível de tensão elétrica produzida pelo gerador de BT para MT e, posteriormente, conectar o aerogerador à subestação de energia principal da usina (PINTO, 2013).

Então, nas usinas eólicas todos aerogeradores são interligados à subestação de energia principal que, por sua vez, conecta o parque eólico ao sistema elétrico da concessionária local de MT ou AT.

Um exemplo de usina eólica pode ser vista na Figura 17. Trata-se do parque eólico de Gargaú, único parque eólico do estado do Rio de Janeiro o qual se situa no distrito que lhe dá o nome e pertencente ao município de São Francisco do Itabapoana, região Norte do estado. O local em que está instalado o parque eólico de Gargaú possui o maior potencial eólico do estado do Rio de Janeiro. O parque entrou

em operação em outubro de 2010, sendo composto por 17 aerogeradores que totalizam uma potência nominal de 28,1 MW (OMEGA ENERGIA, 2017).

**Figura 17** – Vista aérea de parte do parque eólico de Gargaú no município de São Francisco do Itabapoana/ RJ.



Fonte: OMEGA ENERGIA (2017).

A história da energia eólica no Brasil inicia-se com as primeiras pesquisas no período de 1973 a 1983, entre o Instituto de Aeronáutica e Espaço (IAE), o Centro de Tecnologia Espacial (CTA) e o *Deutsche Forschungsund Versuchsanstalt für Luft* (DFVL) formando o projeto Debra (PINTO, 2013).

Um marco na geração eólica brasileira e na América do Sul foi a instalação da primeira turbina com potência de 225 kW no arquipélago de Fernando de Noronha em 1992, ano marcado pela Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento também chamada de ECO 92 (PINTO, 2013).

Em 1994, surge a parceria entre o governo alemão e algumas companhias de eletricidade brasileiras para implantação de turbinas eólicas nos estados do Ceará e Minas Gerais, conhecido como Projeto Eldorado. Somente em 1999, advém o primeiro parque eólico brasileiro instalado no estado do Paraná, região Sul do país, contendo cinco turbinas de 500 kW (PINTO, 2013).

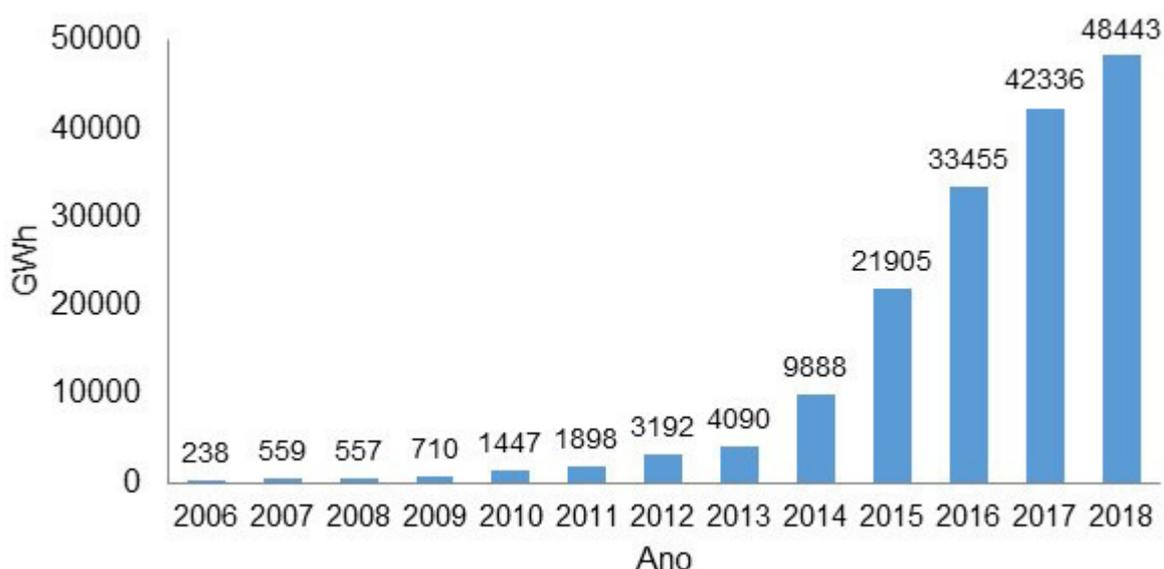
Em 2003, o PROINFA estimulou o aumento da participação da energia eólica, biomassa e PCHs no SIN e, de fato, o programa propiciou o desenvolvimento da indústria eólica brasileira (ABEÓLICA, 2016).

Em 2009, ocorreu o primeiro leilão exclusivo para a comercialização de energia eólica, chamado de Segundo Leilão de Energia Reserva (LER), contratando 1,8 GW. No ano seguinte, foi realizado o terceiro LER e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), sendo contratados 2 GW de fonte eólica (ABEÓLICA, 2016).

Já em 2011, houve dois leilões, o 4º LER e o A-3, em que a energia eólica obteve um total de 2,9 GW em projetos contratados. Por fim, em dezembro de 2012, aconteceu o leilão A-5, que contratou 281,9 MW de energia para início de suprimento em 2017 (ABEÓLICA, 2016).

Com os programas incentivos e os leilões de energia específicos para as fontes renováveis, observa-se que vem ocorrendo um crescimento exponencial de produção de eletricidade por meio da energia eólica (Figura 18). Atualmente, a geração eólica é uma fonte com substancial expansão e com capacidade de participação essencial na matriz elétrica brasileira (EPE, 2019; ONS, 2019a).

**Figura 18** – Evolução da geração eólica brasileira.



Fonte: ONS (2019a).

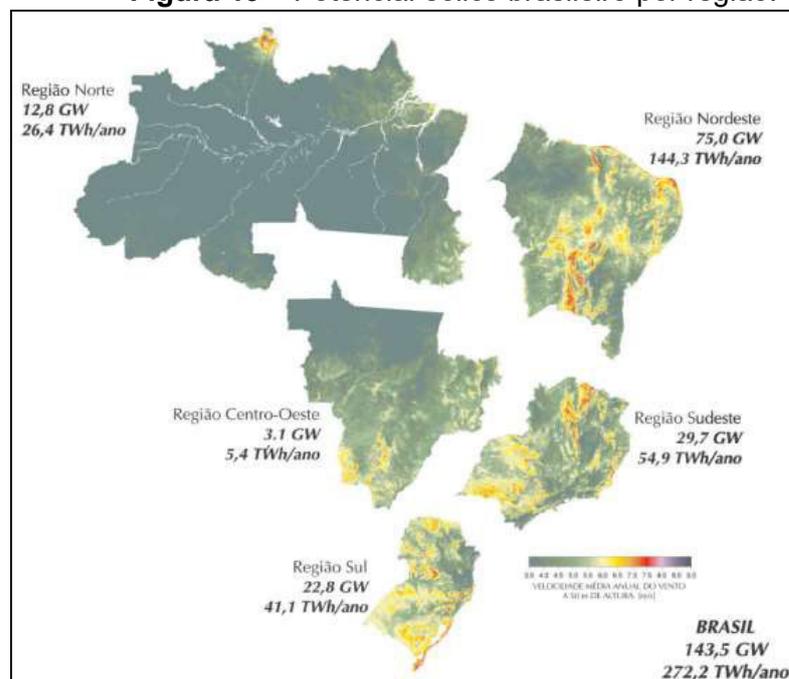
A participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira vem contribuindo para suprir o aumento da demanda por eletricidade e superar as dificuldades para o licenciamento ambiental de projetos de geração de energia convencionais (hidroelétricos e térmicos).

Essa participação da energia eólica faz com que ela se torne uma alternativa viável em várias regiões do país para complementar a matriz elétrica; formando, assim, uma complementaridade hidroeólica. Tal efeito faz com que o sistema elétrico nacional diminua a sua dependência das usinas térmicas por combustíveis fósseis e diminua as emissões de GEE (EPE, 2019; SILVA *et al.*, 2015; GUERRA, 2013).

Outro fator importante para a expansão desse tipo de energia no Brasil é a coincidência entre os maiores potenciais eólicos brasileiros (Figura 19) e os locais

com maior densidade populacional e, conseqüentemente, com maior demanda por energia (IBGE, 2016). Essa combinação faz com que haja menores investimentos em linhas de transmissão se comparada com os atuais projetos hidroelétricos na região Norte do país.

**Figura 19** – Potencial eólico brasileiro por região.



Fonte: ANEEL (2005).

Além disso, o atual potencial eólico brasileiro é de aproximadamente 143,5 GW (ANEEL, 2005) e pode ser mais expressivo, seis vezes maior, considerando as novas tecnologias para produção de energia eólica. Pesquisas do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-Clima) apontam para uma nova estimativa do potencial eólico que pode chegar a 880 GW, sendo 522 GW tecnicamente viáveis (BRAZIL WINDPOWER, 2016).

Dados preliminares da geração eólica mundial (dados de 2018) apontam o Brasil como o oitavo país com maior capacidade instalada de energia eólica no mundo (WWEA, 2019). São aproximadamente 615 empreendimentos de geração eólica (parques eólicos) em operação compreendendo uma potência total instalada de 15,08 GW e compreendendo 9,09% da geração de eletricidade brasileira. Desse total de potência instalada, 12,96 GW instalados na região Nordeste; 2,08 GW na região Sul e 0,3 GW na região Sudeste. Ao mesmo tempo, há mais ou menos 56 empreendimentos em construção com potência total de 1,14 GW e 150 usinas com

construção ainda não iniciadas com potência total de 5,08 GW (ANEEL, 2019a). Nessa perspectiva, as projeções do Plano Decenal de Energia (PNE-2027) a energia eólica alcançará 14 GW em 2027(EPE, 2019b).

Um exemplo do potencial eólico brasileiro pode ser visto pelos números apresentados pelo ONS referentes ao subsistema Nordeste, já que o ONS anunciou um novo recorde de geração eólica média diária em 26 de agosto de 2019. Essa média chegou a 8.650 MW o que representou 89% da geração de eletricidade do subsistema Nordeste (ONS, 2019b).

### 2.7.2. Energia solar fotovoltaica

A radiação solar é a fonte primária para geração de energia fotovoltaica. Segundo a Norma Brasileira Regulamentadora (NBR) número 10.899 de 2006 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), radiação solar é um termo que designa a energia radiante emitida pelo Sol, em particular, transmitida sob a forma de radiação eletromagnética (ABNT, 2006).

Para Kalogirou (2016, p.1237), a radiação solar pode ser entendida como a *“energia radiante recebida a partir do sol, tanto diretamente como componente direta, de forma difusa pelo espalhamento do céu e reflexão a partir do solo”*.

A energia radiante emitida por um fóton pode ser mensurada a partir da Equação 6 (EISBERG; RESNICK, 1979).

$$E = h \times f \quad (6)$$

Em que,

E – energia de um fóton, em Joule (J);

h – constante de Planck ( $6,636.10^{-34}$  J.s);

f – frequência da onda eletromagnética, em Hertz (Hz).

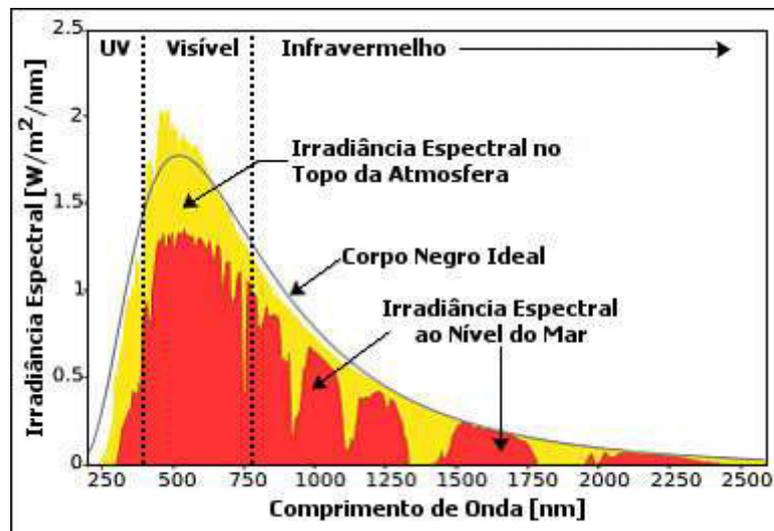
Um conceito importante é a irradiação solar (G), pois a mesma corresponde à energia incidente (em Joule), porém por unidade de área numa superfície. Ela é encontrada pela integração da irradiação em um determinado tempo (normalmente, uma hora ou um dia), sendo as unidades utilizadas o J/m<sup>2</sup>, Wh/m<sup>2</sup> e kWh/m<sup>2</sup> (KALOGIROU, 2016).

Outro conceito é a irradiância solar que se distingue da irradiação por estar

relacionada com a taxa que a energia radiante é incidente numa superfície por unidade de área, sendo sua unidade o  $W/m^2$ , ou seja, a irradiância é uma grandeza usada para quantificar a radiação solar (KALOGIROU, 2016).

No topo da atmosfera terrestre (extraterrestre), a média de irradiância solar tem uma intensidade de aproximadamente  $1.360,8 \pm 0,5 W/m^2$  e é denominada como a constante solar. Na superfície terrestre, essa irradiância incidente está em uma faixa de comprimento de onda entre 300 nm e 2.500 nm (Figura 20). Dentro desse comprimento de onda, o ultravioleta (UV) corresponde a 3 a 5% da faixa, a luz visível por 42 a 43% e o infravermelho por 52 a 55% (GEODESIGN, 2017).

**Figura 20** – Espectro de radiação eletromagnética.



Fonte: GEODESIGN (2017).

Mas, essa irradiância solar, ao passar pelas camadas da atmosfera e incidir na superfície do planeta, sofre redução na intensidade de energia em relação ao comprimento de onda. Tal redução é proveniente do vapor de água, das nuvens, partículas sólidas contidas no ar, da composição de gases da atmosfera e, também, da espessura da camada de ar que os fótons precisam percorrer até a superfície (CARLESSO *et al.*, 2019).

A radiação solar emanada pelo Sol para o planeta Terra pode ser contabilizada mediante seu balanço energético (Figura 21). Nele é possível observar que a radiação solar recebida pelo planeta é de 173.000 TW. Desse total, 78.000 TW são responsáveis pela conversão direta da radiação solar em calor no planeta (45%); a reflexão direta ocasionada pelas nuvens e pela atmosfera correspondendo a 52.000 TW (30%); 39.000 TW pela evaporação de água nos oceanos, mares, lagos, lagoas e

rios (22%); somente 3.600 TW são utilizados para criação dos fenômenos de vento e ondas (2%) e 40 TW para a realização da fotossíntese (0,02%).

**Figura 21** – Balanço energético da Terra.

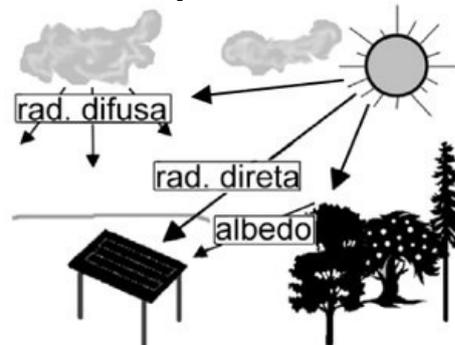
Radiação solar 173.000 TW	}	Reflexão direta	52.000TW	(30%)	} Radiação de onda curta
		Conversão direta para o calor	78.000TW	(45%)	
		Evaporação de água	39.000TW	(22%)	
		Vento & ondas	3.600TW	(2%)	
		Fotossíntese	40TW	(0,02%)	
	}	Marés	3 TW		} Radiação de onda longa
		Geotérmicos			
		Vulcões & Fontes termais	0,3 TW		
		Condução na rocha	32 TW		

Fonte: ROSA (2015).

Então, da interação entre a radiação solar, a atmosfera e a superfície terrestre surgem os processos de absorção, dispersão e reflexão.

Na atmosfera, a radiação solar se divide em radiação direta, radiação difusa, radiação global e albedo (Figura 22).

**Figura 22** – Componentes da radiação solar ao atravessar a atmosfera terrestre.



Fonte: ROSA; ZILLES (2002).

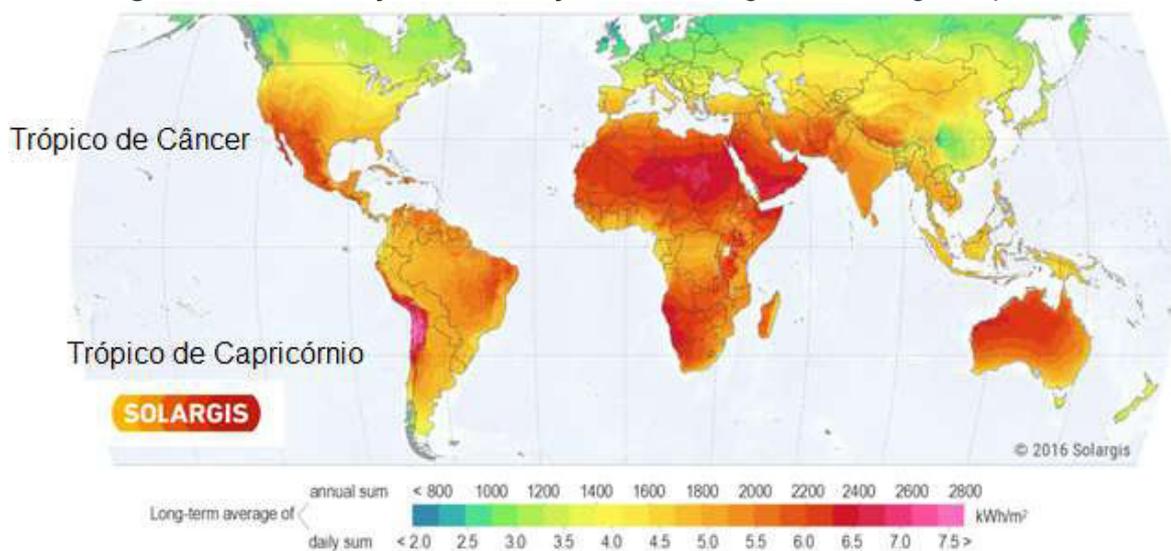
A radiação direta é a radiação solar recebida pela superfície de forma direta, ou seja, sem passar por nenhum espalhamento ou absorção antes de atingir a superfície terrestre. A difusa é a radiação solar que é espalhada pela atmosfera e que incide em uma superfície. Já a global é o somatório da radiação direta e difusa. Por fim, o albedo que corresponde à parte da radiação solar refletida pela superfície terrestre (ROSA, ZILLES, 2002).

A distribuição de radiação solar ao longo do planeta não é uniforme, devido às características da atmosfera local, como a posição no globo onde a radiação incide e

as condições geográficas e meteorológicas locais (PINHO *et al.*, 2008).

A Figura 23 mostra a distribuição de irradiação horizontal global ao longo do planeta. Nela é possível notar que os países localizados entre as linhas dos trópicos têm maior incidência de radiação solar, destacando-se pela maior incidência a região do deserto do Atacama (Chile); a do norte da África; a do Oriente Médio e a Austrália.

**Figura 23** – Distribuição de irradiação horizontal global ao longo do planeta.



Fonte: SOLARGIS (2017).

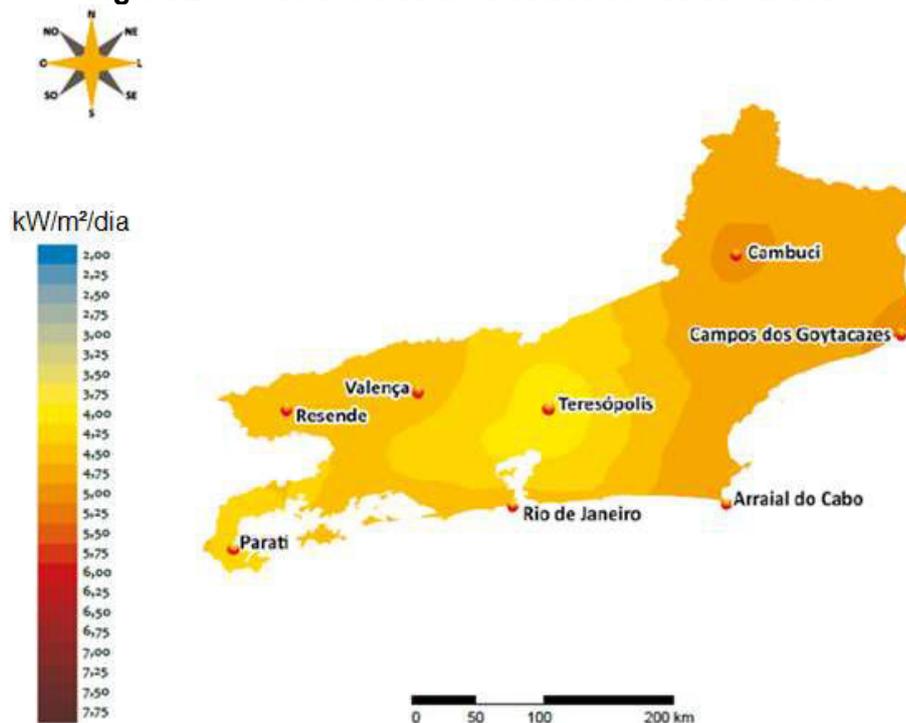
O Brasil está localizado na zona intertropical, o que contribui para que a média de irradiação solar incidente brasileira tenha intensidades encontradas no continente africano, Oceania e América Central e do Norte (EUA).

Todavia, mesmo com esse potencial solar, a criação do PROINFA, em 2003, não contemplou a energia solar como uma alternativa relevante para a matriz elétrica brasileira (MME, 2016b).

Ainda sobre o Brasil e observando a Figura 24, percebe-se que a irradiação solar brasileira tem uma razoável uniformidade, pois varia entre 4,5 e 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia. No entanto, existe uma faixa com maiores valores de irradiação que compreende a região Nordeste (oeste da Bahia, em todo território do Piauí, sul do Maranhão e nos estados da Paraíba, Pernambuco e Ceará); a Norte (maior parte do estado do Tocantins); a Centro-Oeste (maior parte do estado de Goiás e uma parcela da região leste do estado do Mato Grosso do Sul); a Sudeste (norte do estado de São Paulo e, praticamente, a metade do estado de Minas Gerais).



**Figura 25** – Irradiância solar no estado do Rio de Janeiro.



Fonte: IEPUC (2016).

O aproveitamento da radiação solar em determinado local dar-se-á, basicamente, de duas formas: solar térmico e solar fotovoltaica.

O aproveitamento solar térmico é a utilização da energia solar de maneira direta, tendo como objetivo o aquecimento de um fluido de transporte (conversão da energia solar em energia térmica) por meio de sistemas coletores de energia solar (KALOGIROU, 2016).

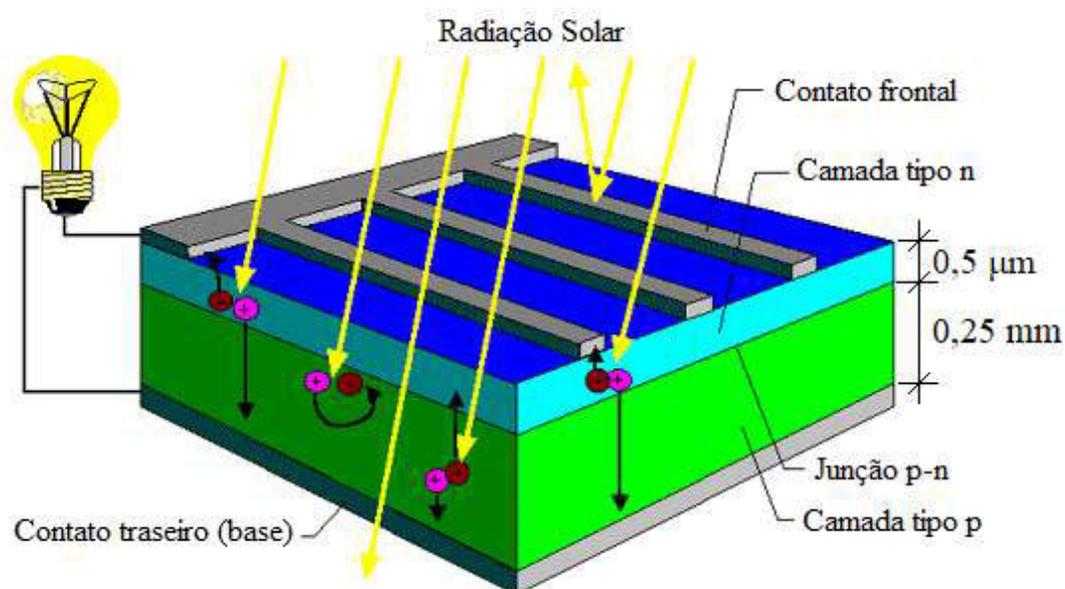
Com o sistema de aquecimento de água por energia solar, é possível substituir, por exemplo, os chuveiros elétricos em residências, hotéis, entre outros. Esse sistema acaba por utilizar o recurso renovável local e diminuir o consumo de energia elétrica onde o sistema é instalado (ALTOÉ; OLIVEIRA FILHO; CARLO, 2012).

Outra forma de aproveitamento da energia solar é a fotovoltaica. Ela consiste na conversão da energia solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas as quais, em geral, são fabricadas com materiais semicondutores. A célula típica é formada por uma junção p-n, mas para isso o material semicondutor passa pelos processos de purificação e dopagem com adição de outros elementos químicos (Fósforo ou Arsênio ou Antimônio para criação da camada tipo n e Boro ou Gálio ou índio para formar a camada tipo p). Após o material semicondutor passar pelos processos descritos e formar a junção p-n, há uma célula capaz de proporcionar o

efeito fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

A célula de Si cristalina típica tem a parte tipo n (dopada com Fósforo) exposta à radiação solar. A camada tipo n tem a espessura de aproximadamente  $0,5 \mu\text{m}$ . A parte da célula tipo p (dopada com Boro) fica na parte inferior da célula e tem uma camada mais espessa, com cerca de  $0,25 \text{ mm}$ . Para extração da energia elétrica produzida pela célula, são inseridos na mesma um contato elétrico frontal e outro traseiro, sendo o contato frontal conectado sobre a camada tipo n (fabricado em forma de grades metálicas) e o traseiro à camada tipo p por uma base metálica (Figura 26) (KALOGIROU, 2016).

**Figura 26** – Corte transversal de uma célula fotovoltaica simplificada e o efeito fotovoltaico.

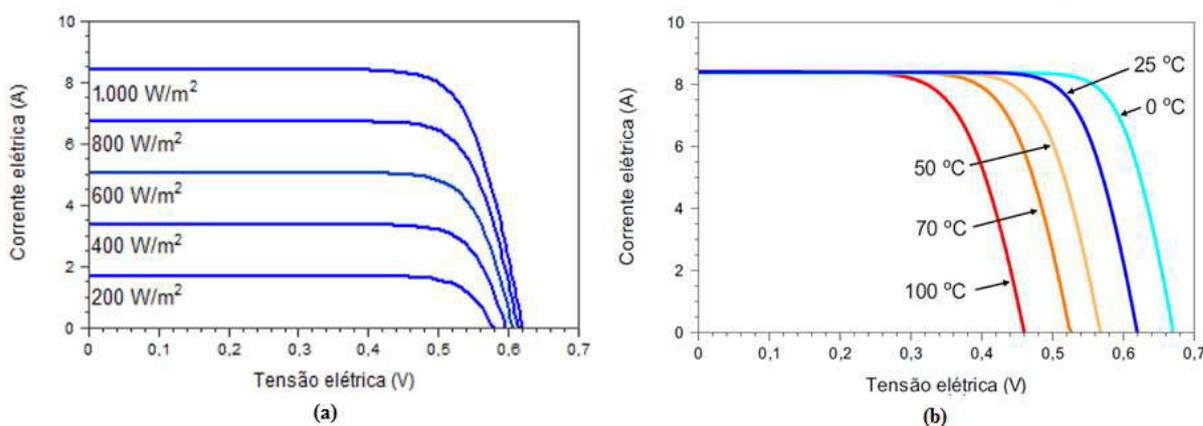


Fonte: CRESESB (2017).

Segundo Kalogirou (2016), o efeito fotovoltaico consiste na absorção de um fóton por um elétron na camada de valência de um átomo. A energia contida no elétron é somada à energia do fóton. Quando a energia do fóton é maior que a energia de *gap* do material semiconductor (no Si igual a  $1,11 \text{ eV}$ ), o elétron, que tem excesso de energia, salta para a banda de condução e, se o circuito externo à célula estiver fechado, haverá circulação desse elétron, ou seja, circulação de corrente elétrica. Isso porque o elétron pode ser removido por um campo elétrico através da parte dianteira e traseira do material fotovoltaico e isso é conseguido com a ajuda da junção p-n. Na ausência de um campo, o elétron recombina com o átomo; enquanto que, ao existir um campo, ele flui através dele; criando, assim, uma corrente.

As características elétricas das células fotovoltaicas são influenciadas por fatores ambientais, como a incidência de radiação e a temperatura (Figuras 27a e 27b), sendo que a indústria fotovoltaica utiliza como referência nos ensaios dos módulos fotovoltaicos uma irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$  e temperatura  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (VILLALVA, 2015).

**Figura 27** – (a) Influência da irradiância (a) na curva I-V e (b) influência da temperatura (b) na curva I-V de uma célula FV.



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

A irradiância solar incidente na célula tem influência direta na intensidade de corrente elétrica gerada. Nesse caso, quanto maior a irradiância, maior será a corrente gerada pela célula, ou seja, maior a potência elétrica, uma vez que a tensão elétrica não tem significativa alteração (Figura 27a). Outro fator que está intimamente ligado à capacidade de corrente da célula é a área da mesma, pois quanto maior a área, maior será a irradiância solar incidente (NARIMATU; CRIBARI; GUIMARÃES, 2018; VILLALVA, 2015).

O aumento da temperatura modifica as propriedades do arranjo cristalino da célula; modificando, dessa forma, o valor da tensão elétrica gerada pela célula e, conseqüentemente, menor a potência elétrica produzida (Figura 27b).

Dentre os desafios da indústria fotovoltaica, destaca-se a construção de células mais eficientes. Nesse sentido, a Tabela 3 apresenta um panorama referente aos materiais fotovoltaicos com seu estágio de aplicação (maturidade), potência instalada no mundo em 2013 ( $\text{GW}_p$ ), eficiência e definição de atributos comerciais e técnicos.

**Tabela 3** – Lista de materiais FV e definição de atributos comerciais e técnicos. n/a (não se aplica) e P&D (pesquisa e desenvolvimento).

Material FV	Maturidade	Potência instalada (GW <sub>P</sub> )	Eficiência (%)	Atributos
Silício Policristalino	Comercial	21,3	18,5 a 20,8	Líder de mercado.
Silício Monocristalino	Comercial	13,9	22,9 a 25	Mais eficiente entre as células de Si.
Cádmio-Telureto (CdTe)	Comercial	1,9	17,5 a 21,5	Filme fino; permite fabricação de módulos monolíticos.
Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CuInGaSe <sub>2</sub> )	Comercial	0,8	17,5 a 21,7	Requer rigoroso controle de processo para manter a estequiometria de material de quatro elementos em grandes áreas.
Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)	Comercial	0,8	12,3 a 13,6	Módulos flexíveis quando material é depositado em substratos de aço inoxidável; eficiência decai com o tempo.
Silício Ribbon	Comercial	0	-	Contínuo em vez de processo em lote para fazer o substrato Si.
Gálio-Arsênio (GaAs)	Demonstração	n/a	24,1 a 28,8	Tolerância à radiação; material leve; vantajoso para aplicações de energia espacial.
Multijunção	Demonstração	0,05	38,9 a 46	Alta eficiência; o desempenho ideal exige um duplo eixo complexo rastreamento e focagem óptica.
Orgânico (Organic photovoltaic – OPV)	P&D	n/a	8,3 a 11,5	Células facilmente processáveis e flexíveis; eficiências celulares modestas; decaimento da eficiência em longo prazo.

Fonte: LEWIS (2016).

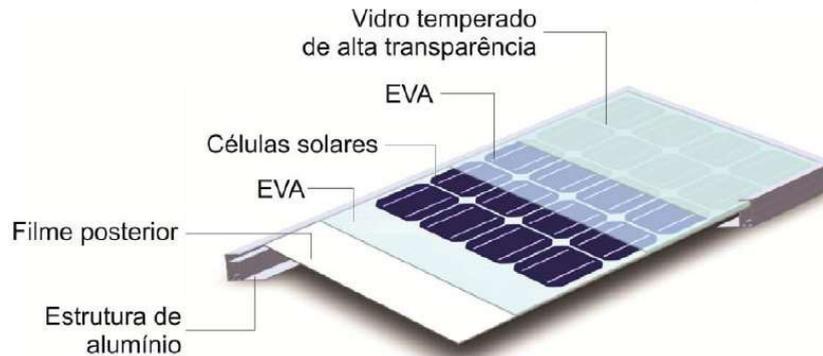
Dentre as tecnologias mais empregadas para obtenção de vários tipos de células fotovoltaicas, destacam-se as fabricadas de silício policristalino e silício monocristalino, isso porque, de acordo com Kalogirou (2016), o silício é o material mais abundante na natureza, mais barato e, dentre as tecnologias, disponíveis estão entre as que apresentam as melhores eficiências.

As células fotovoltaicas têm tensões de circuito aberto<sup>10</sup> ( $V_{oc}$ ) que variam com a tecnologia. Em uma célula FV típica de silício a tensão  $V_{oc}$  pode variar entre 0,5 a 0,7V.

<sup>10</sup> É a máxima tensão elétrica que a célula pode produzir quando o circuito elétrico está aberto, ou seja, não há circulação de corrente elétrica (VILLALVA, 2015).

Na prática, as células FV são associadas em série e encapsuladas em um invólucro denominado módulo fotovoltaico (MFV) ou painel fotovoltaico (PFV), tendo esse invólucro o objetivo de proteger mecanicamente as células contra intempéries (Figura 30).

**Figura 28** – Partes construtivas básicas de um MFV de silício policristalino.



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Então, como a associação de células FV em série é criado o MFV, os quais são tipicamente compostos por 36, 54, 60 ou 72 células. Sendo assim, uma MFV de 36 células terá uma tensão  $V_{OC}$  entre 18 a 25,2 V (VILLALVA, 2015).

Segundo a Asea Brown Boveri (2015), para redução dos custos de instalação (principalmente associado à fiação), os MFVs são associados em série para formação dos chamados *strings*. Eles consistem em um número de MFV conectados em série. Nesse tipo de associação de módulos, há o somatório da tensão gerada e a corrente elétrica é igual para todo o *string* (Equações 7 e 8).

$$V_{STRING} = \sum V_{MÓDULOS} \quad (7)$$

$$I_{STRING} = I_{MÓDULO 1} = I_{MÓDULO 2} = I_{MÓDULO 3} \dots I_{MÓDULO n} \quad (8)$$

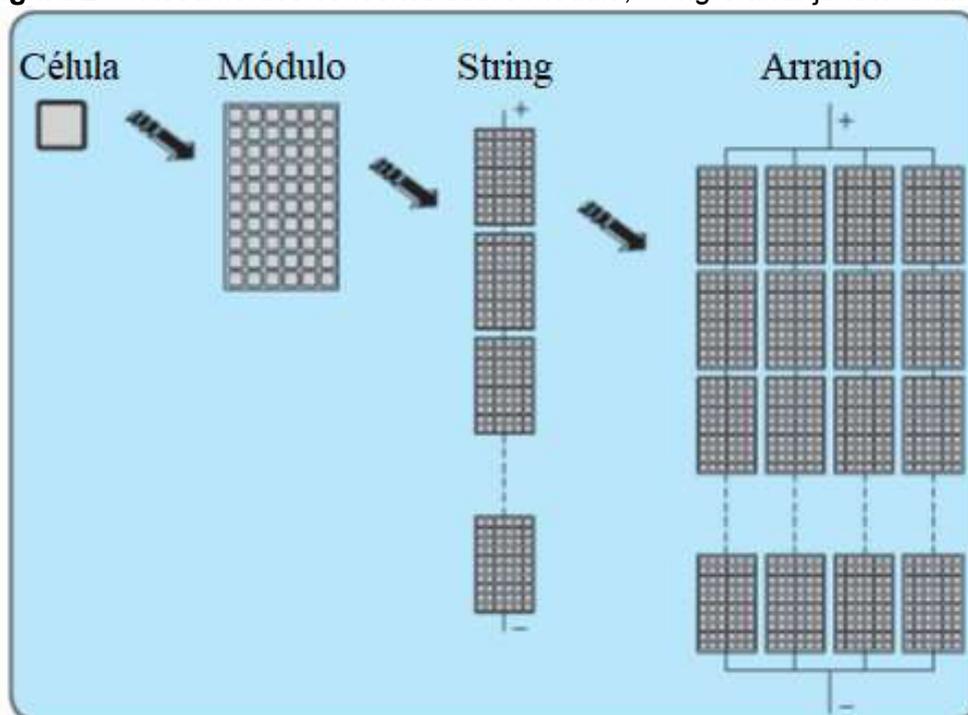
A associação em paralelo dos *strings* forma uma matriz (*Array*) ou arranjo fotovoltaico. Nesse caso, há o somatório da corrente de cada *string* e a tensão do arranjo será igual à tensão do *string* (Equações 9 e 10).

$$V_{ARRAY} = V_{STRING 1} = V_{STRING 2} = V_{STRING 3} \dots + V_{STRING n} \quad (9)$$

$$I_{ARRAY} = \sum I_{STRING} \quad (10)$$

A Figura 29 faz um resumo dos conceitos relacionadas à associação das células destinada para formar um MFV, a associação dos módulos em série para formação do *string* e a associação dos *strings* em paralelo formando o arranjo fotovoltaico.

**Figura 29**– Resumo dos conceitos sobre módulo, *string* e arranjo fotovoltaico.

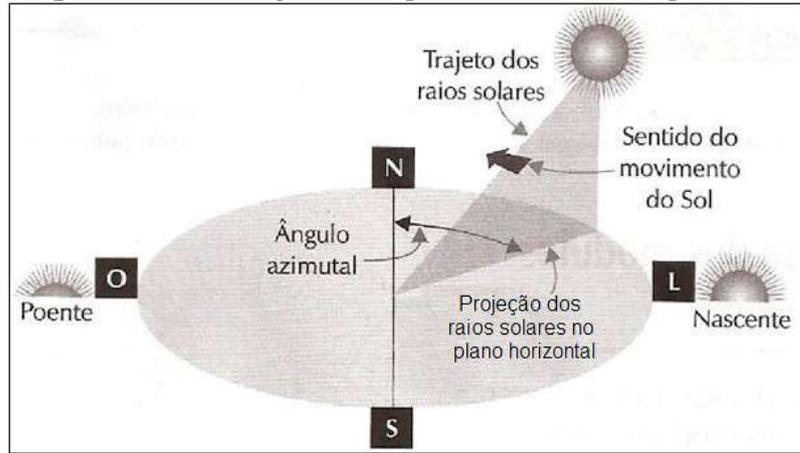


Fonte: ABB (2015).

Como os MFVs têm como fonte primária a radiação solar, ela necessita incidir sobre a área desses módulos de forma a maximizar a sua produção de energia elétrica. Contudo, fatores como localização geográfica, a orientação geográfica e a inclinação dos módulos, influenciam diretamente o desempenho dos mesmos. Isso porque os movimentos de rotação e translação da Terra fazem com que a radiação solar varie ao longo do dia, do ano e da posição geográfica, não atingindo de maneira uniforme a superfície terrestre (RÜTHER, 2004).

A posição do Sol e a intensidade da radiação proveniente dele variam ao longo do dia e ao longo do ano em relação à superfície. A trajetória aparente descrita pelo Sol diariamente (do nascente ao poente) em relação ao norte geográfico vai formando um arco e, conseqüentemente, ângulos ao longo do dia chamados ângulos azimutal (Figura 30). Isso significa que, o ângulo azimutal ao meio-dia é igual a 0° (zero grau).

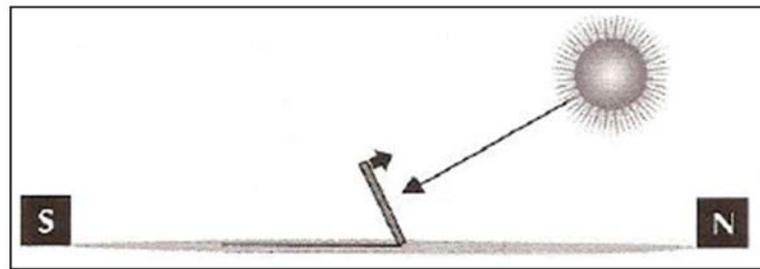
**Figura 30** – Formação do ângulo azimutal ao longo do dia.



Fonte: VILLALVA (2015).

Nesse sentido, para o melhor aproveitamento da radiação ao longo do dia pelo MFV, faz-se necessário o posicionamento da face do módulo para norte geográfico (para instalações no hemisfério Sul, a superfície dos módulos deve estar orientada para o norte geográfico) (Figura 31) (CAMPOS; ALCANTARA, 2016).

**Figura 31** – Posicionamento da face do MFV em relação ao norte geográfico.



Fonte: VILLALVA (2015).

Outro fator importante para o melhor aproveitamento da radiação solar ao longo do ano pelo MFV é buscar, na medida do possível, uma inclinação ótima ( $\alpha$ ) em relação ao plano horizontal e que, basicamente, pode ser calculada conforme a Equação 11 (VILLALVA, 2015).

$$\alpha = \text{latitude} + \left(\frac{\text{latitude}}{4}\right) \quad (11)$$

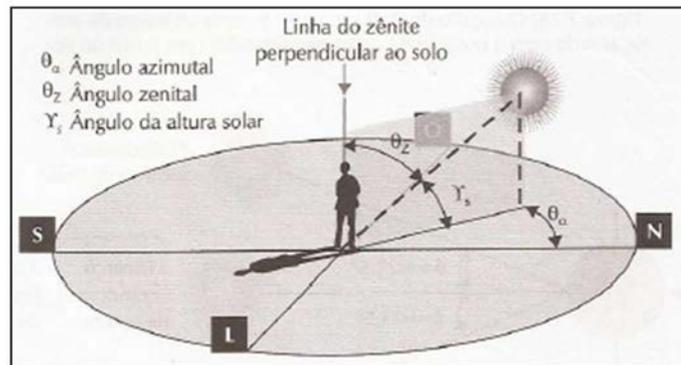
Em que,

$\alpha$  = ângulo de inclinação do MFV em relação ao plano horizontal, em graus;

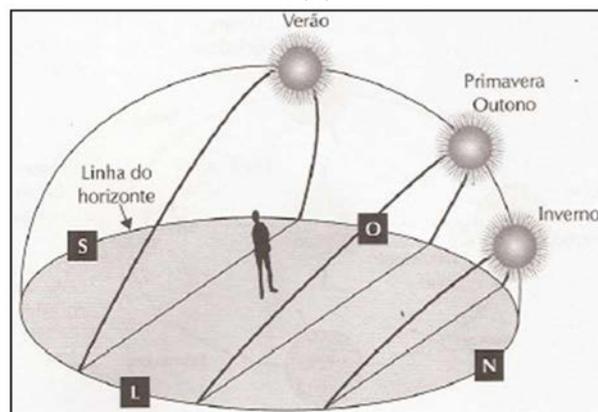
Latitude = latitude do local em que o MFV será instalado, em graus.

Segundo Villalva (2015), a inclinação do MFV obedecendo ao ângulo  $\alpha$  é importante para maximizar a produção de energia elétrica, isso porque o Sol assume alturas solares  $\gamma_s$  diferentes (tendo como referência o plano horizontal) de acordo com as estações do ano, formando a janela solar (Figura 32a e 32b).

**Figura 32** – (a) Posição do Sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar e (b) trajetória do Sol em relação ao plano horizontal em relação às estações do ano.



(a)



(b)

Fonte: VILLALVA (2015).

Então, os MFVs quando associados a equipamentos para condicionamento de energia formam sistemas de geração de eletricidade que, segundo a NBR 11.704/2008 da ABNT, podem ser classificados em sistemas isolados e conectados à rede elétrica (ABNT, 2008).

Os sistemas de ESFV tipo isolados ou autônomos são aqueles que não estão conectados à rede elétrica da concessionária local de eletricidade e, sendo assim, não dependem da mesma para sua operação.

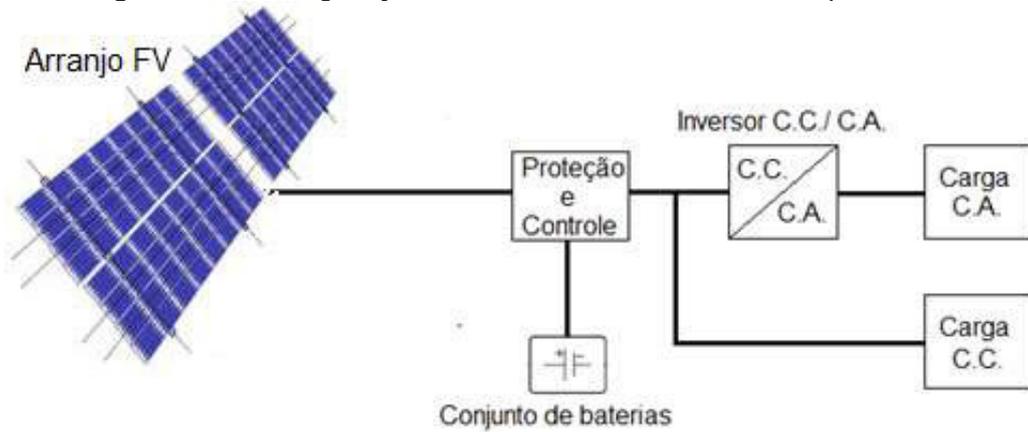
Esses sistemas são comumente empregados em locais ermos e que o acesso à rede elétrica da concessionária torna-se inviável técnica e/ ou economicamente.

Dependendo do tipo de aplicação, os sistemas isolados podem ser divididos

em sistemas com armazenamento ou sem armazenamento de energia (ABNT, 2008).

Os sistemas de ESFV isolados com armazenamento de energia são compostos por MFVs, controlador de carga, conjunto de baterias e inversor CC/CA (Figura 33).

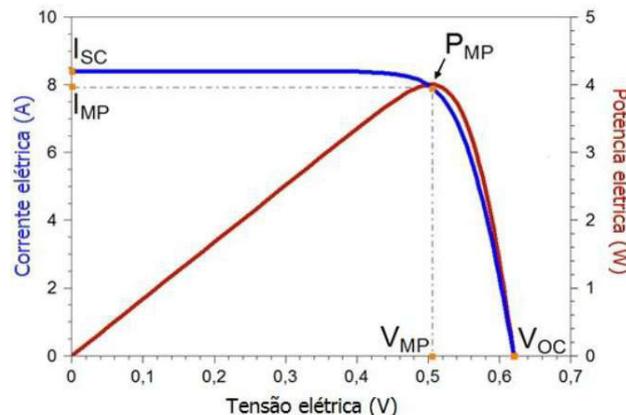
**Figura 33** – Configuração básica de um sistema isolado por ESFV.



Fonte: elaboração própria.

Seu funcionamento consiste na produção de energia elétrica pelos MFVs ao longo do dia e a energia produzida por eles é armazenada no conjunto de baterias (armazenamento de energia química). O controlador de carga tem papel importante nesse sistema, pois ele faz o controle da carga e descarga das baterias como também coloca os MFVs para operar no ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), ou buscar extrair dos módulos os valores de I-V que resultem na maior valor de potência (Figura 34).

**Figura 34** – Ponto de Máxima Potência ( $P_{MP}$ ) a partir da curva I-V em célula FV de silício policristalino com as dimensões de 156 mm x 156 mm.



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Ainda sobre o princípio de funcionamento do sistema de ESFV isolado e com armazenamento de energia (Figura 33), destaca-se que, no período noturno, os MFVs

não operam e a energia elétrica necessária para atender a uma determinada carga é oriunda do conjunto de baterias. Nessa situação, o controlador de carga direciona a energia elétrica do conjunto de baterias para o inversor CC/CA, caso a carga seja em CA; mas se a carga for em CC, faz-se desnecessária a utilização do inversor.

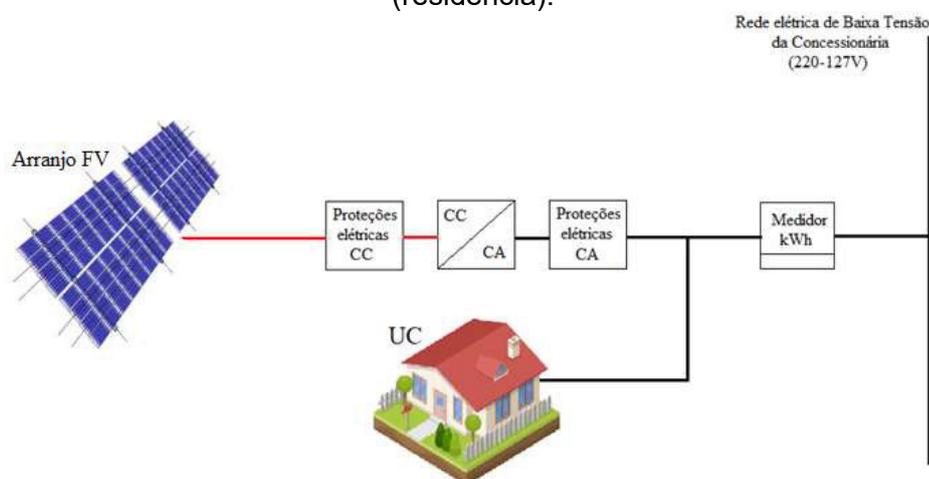
Assim como na geração eólica por sistema tipo isolado, a bateria é gargalo também na geração ESFV por sistema isolado em decorrência do custo de aquisição, manutenção e vida útil das baterias.

Existem também sistemas de ESFV isolados sem armazenamento de energia que fornecem eletricidade para cargas que operam em CC. Esses sistemas, em geral, são compostos pelos MFV conectados diretamente à carga, ou contêm apenas um dispositivo de condicionamento de energia entre os MFVs e a carga. Esse tipo de sistema é mais simples e barato devido à ausência do conjunto de baterias. No entanto, esse sistema não possibilita a utilização de eletricidade no período noturno. Com isso, tais sistemas são empregados em bombeamento de água e irrigação (CHANDEL; NAIK; CHANDEL, 2015).

Os sistemas de ESFV conectados à rede elétrica (ESFV-CR) é uma GD, sendo assim podem ser dividido em minigeração, microgeração e usinas fotovoltaicas (UFV), conforme a RN nº 687/2015 da ANEEL (ANEEL, 2016).

Os sistemas de ESFV-CR, seja mini ou microgeração distribuída, são compostos pelo arranjo dos MFVs, inversor CC/CA, sistemas de proteção elétrica (lado CC e lado CA) e o medidor de energia elétrica bidirecional (Figura 35).

**Figura 35** – Representação do sistema de GD tendo como fonte a ESFV e uma UC (residência).



Fonte: elaboração própria.

A Figura 36 mostra um exemplo de sistema de ESFV-CR com potência de 2,58 kW<sub>p</sub> (microgeração) instalado no município de Campos dos Goytacazes, região Norte do estado do Rio de Janeiro. Esse sistema conta com oito MFVs de 310 W<sub>p</sub> instalados sobre o telhado da residência (Figura 36a), inversor C.C./C.A. com potência de 3 kW (Figura 36b), medidor bidirecional (Figura 36c) e vista frontal da casa (Figura 36d), mostrando que a instalação do sistema não influenciou na estrutura e nem na estética da residência.

**Figura 36** – Vista dos MFV instalados sobre o telhado (a), inversor CC/CA (b), medidor bidirecional (c) e vista frontal da residência (d).



Fonte: elaboração própria.

Segundo Balfour, Shaw e Nash (2016), para uma correta implementação de um sistema de ESFV-CR em uma UC, deve-se realizar previamente uma visita técnica *in loco* e observar a viabilidade técnica da implementação do sistema na UC levando em consideração alguns aspectos, tais como:

- local de instalação (telhado, laje, solo, etc.);
- verificação da capacidade de carga mecânica do local do futuro instalação (em caso de telhado ou laje);
- posição geográfica do local da instalação;
- a orientação do local da futura instalação do arranjo FV em relação ao norte geográfico;

- verificação das características do entorno do local onde será instalado o sistema (presença de prédios, árvores e outros obstáculos que podem criar sombra no futuro local de instalação);
- Entre outros.

Em um segundo momento, um cálculo simplificado pode ser utilizado para estimar a produção mensal de energia elétrica do sistema de ESFV-CR mediante o:

- conhecimento do consumo médio anual, em kWh, da UC em que deseja instalar o sistema;
- conhecimento da irradiação solar incidente no ângulo de instalação do arranjo FV, em kWh/m<sup>2</sup>/dia;
- modelo inicial de MFV a ser utilizado.

Então, a partir desses dados inicia-se a estimativa de produção de energia elétrica mensal produzida pelo MFV escolhido, conforme a Equação 12 (VILLALVA, 2015).

$$E_{MMFV} = G \times A_{MFV} \times \eta_{MFV} \times 30 \quad (12)$$

Em que,

$E_{MMFV}$  – energia elétrica mensal produzida por um módulo fotovoltaica, em kWh.

$G$  – irradiação solar incidente no local de instalação do sistema com as devidas correções para o ângulo de inclinação do MFV, em kWh/m<sup>2</sup>/dia.

$A$  – área do módulo fotovoltaico, em m<sup>2</sup>.

$\eta_{MFV}$  – eficiência do módulo fotovoltaico, em %.

30 – número de dias no mês.

Mediante o resultado da estimativa mensal de produção de eletricidade do MFV (Equação 12), aplica-se a Equação 13 para verificar o número de MFVs necessário para suprir plenamente o consumo mensal de energia elétrica da UC.

$$N_{MFV} = \frac{E_{UC}}{E_{MMFV}} \times FP \quad (12)$$

Onde,

$N_{MFV}$  – número de módulos fotovoltaicos necessários.

$E_{UC}$  – consumo médio mensal de energia elétrica da UC, em kWh.

$E_{MMFV}$  – produção de energia elétrica mensal de um módulo fotovoltaico, em kWh.

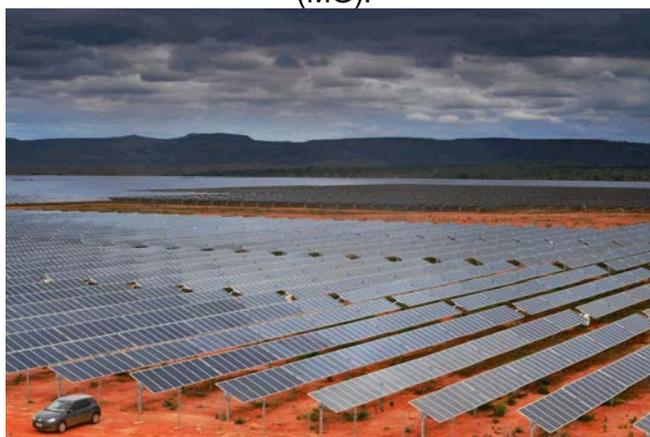
FP – fator de *performance*<sup>11</sup>, em porcentagem.

Narimatu, Cribari e Guimarães (2018) salientam que o desempenho na produção de eletricidade dos sistemas de ESFV é irregular, podendo variar em função de diversos fatores. Dentre esses fatores, Villalva (2015) e Pinho e Galdino (2014) enunciam os principais como: o ângulo de inclinação do arranjo FV; o ângulo de inclinação do arranjo FV em relação ao norte geográfico; as eficiências dos MFVs e do inversor CC/CA; a temperatura de operação do sistema em determinado local; incidência de sombreamento, acúmulo de sujeira sobre os MFVs, etc.

Logo, a utilização de *softwares* de modelagem e projetos de sistemas de FV tornam-se imprescindíveis para a determinação mais adequada da energia elétrica produzida pelos sistemas. Dentre esses *softwares*, existem os modelos pagos e os gratuitos, sendo os pagos o PVsyst®, PV\*Sol; BlueSol Design e os gratuitos RETScreen, PVWatts® Calculator, entre outros.

Agora, um exemplo de modelo de UFV é o Complexo Solar de Pirapora pertencente às empresas Omega Energia e *Électricité de France (EDF) Renewables* o qual se situa na cidade de Pirapora no estado de Minas Gerais (Figura 37), considerado o maior empreendimento de geração de ESFV em operação na América Latina.

**Figura 37** – Vista do Complexo Solar de Pirapora de 321 MW<sub>P</sub> no estado de Minas Gerais (MG).



Fonte: G1 (2017).

---

<sup>11</sup>Segundo Narimatu, Cribari e Guimarães (2018), o fator de *Performance* (PR) pode ser definido como “é uma unidade de medida que atribui um fator de qualidade ao sistema, também chamado de taxa de desempenho. O objetivo da *Performance Ratio* é fornecer relação entre rendimento real gerada por um sistema fotovoltaico com o rendimento esperado visto nos cálculos”.

O Complexo Solar ocupa uma área de 800 hectares e entrou em operação em outubro de 2017, sendo constituído de 11 empreendimentos (UFVs) que unidos têm potência instalada de 321 MW<sub>P</sub> a partir de 1,2 milhões de MFV (OMEGA ENERGIA, 2019/ G1, 2017).

Existem também projetos-piloto para ocupação nas lâminas de água dos reservatórios das UHEs com MFVs com objetivo de analisar a eficiência e a integração das UFV em conjunto com as operações da UHE, levando em consideração fatores como incidência de radiação local, produção e transmissão de energia e fixação das estruturas flutuantes nos reservatórios (MME, 2015).

A Figura 38 mostra a primeira etapa da UFV flutuante, instalada na lâmina d'água do reservatório da UHE de Sobradinho no estado da Bahia (MME, 2019).

**Figura 38** – Vista da primeira etapa da usina fotovoltaica flutuante, instalada na lâmina d'água do reservatório da UHE de Sobradinho no estado da Bahia (Ba).



Fonte: MME (2019).

De acordo com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), a UFV flutuante tem potência instalada de 1MWp a partir de 3.792 MFVs e ocupando uma área total de 11.000 m<sup>2</sup> (G1, 2019).

Atualmente, são 2.548 UFVs em operação no país, totalizando uma potência instalada de 2,26 GW o que contribui para 1,35% na matriz elétrica brasileira. Contudo, as previsões são de expansão das UFVs pelo território brasileiro, pois há 25 dessas usinas sendo construídas (661,3 MW) e 90 UFV com construção ainda não iniciada e tendo capacidade instalada total de 3,4 GW (ANEEL, 2019a).

## 2.8. Auxílio Multicritério à Decisão (AMD)

O Auxílio Multicritério à Decisão (em inglês *Multicriteria Decision Aid* – MCDA) ou Apoio Multicritério à Decisão ou ainda Tomada de Decisão Multicritério (em inglês *Multicriteria Decision Making* – MCDM) é parte integrante de uma área do conhecimento denominada Pesquisa Operacional (PO)<sup>12</sup>.

O AMD pode ser entendido como um conjunto de métodos, cujo objetivo é apoiar a resolução de problemas complexos e subsidiar as tomadas de decisão. Dentre os diversos métodos de AMD, destacam-se: Borda e suas variações (problema Multidecisor e problema Multicritério), Condorcet, *Election et Choice Tradusàintla Realité* (ELECTRE) e suas variações (I, II, III, IV, IS e TRI), *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations* (PROMETHÈ) e suas variações (I, II, III, IV, V e VI), *Technique for order of preference by Similarity to Ideal Solution* TOPSIS), *Multi-Attribute Utility Theory* (MAUT), *Vise Kriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje* (VIKOR), *Stochastic Multicriteria acceptability Analysis* (SMAA), *Analytical Network Process* (ANP), *Analytic Hierarchic Process* (AHP) e suas variações (Clássico, Multiplicativo, Referenciado e B-G), dentre outros (BYSTRZANOWSKA; TOBISZEWSKI, 2018).

A diversidade de métodos e versões dos mesmos dar-se-ão em função do tipo de problema que cada variação ou versão dos métodos propõe-se a resolver.

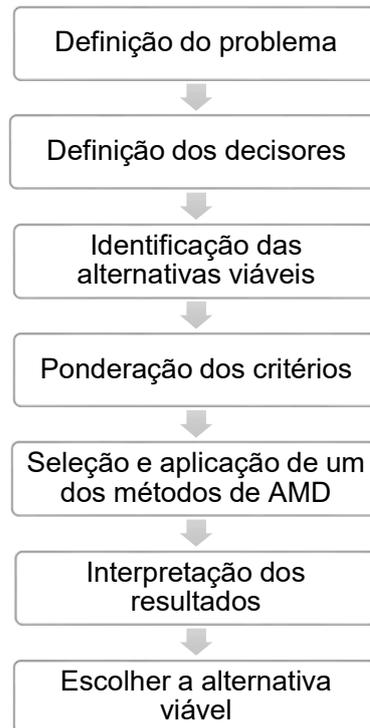
Gomes e Gomes (2014) sugeriram que dentre os métodos de AMD acima mencionados o AHP seja o mais utilizado em todo o mundo, sendo tal afirmação confirmada por Mardini e colaboradores (2015), a partir do estudo de revisão de literatura sobre as técnicas de AMD e suas aplicações entre os anos de 2000 a 2014. Todavia, os autores também mostram no estudo que há uma tendência para o desenvolvimento de métodos híbridos a partir dos métodos de AMD já citados, tais como: AHP-fuzzy, AHP-Borda, AHP-TOPSIS, entre outros.

Em geral, o processo para resolução de problemas a partir dos diversos métodos de AMD constitui-se de uma sequência pré-determinada que consiste nas etapas indicadas pela Figura 39.

---

<sup>12</sup> Segundo Gomes e Gomes (2014) a PO “é uma área que cuida da otimização dos processos organizacionais e outros métodos de resolução de problemas e apoio à decisão, entre outros.”

**Figura 39** – Sequência metodológica para resolução de problema de AMD.



Fonte: BYSTRZANOWSKA; TOBISZEWSKI(2018).

Os métodos que compõem o AMD são aplicados em diversas áreas do conhecimento, tais como: engenharia, medicina, social, ambiental, econômica, políticas públicas, energia, entre outros. O Quadro 1 reúne 15 trabalhos publicados entre 2014 a 2019, que apresentam a diversidade de aplicações dos métodos de AMD e sua capacidade de resolução de problemas nas diversas áreas.

O Quadro 1 corrobora com Gomes e Gomes (2014) e Mardini *et al.* (2015) no que tange ao método AHP como o mais empregado na área de AMD e à tendência das recentes integrações entre métodos de AMD e de PO em geral.

**Quadro 1** – Trabalhos publicados entre 2014 a 2019 que utilizam métodos de AMD.

Artigo	Título	Autores	Revista	Ano	Principal Método empregado	Tipo de problema
1	Multicriteria Decision Making under Conditions of Uncertainty in Application to Multiobjective Allocation of Resources	Ramalho, F. D. <i>et al.</i>	<i>Information Fusion</i>	2019	Lógica Fuzzy	Alocação de recursos
2	A relative ranking with multidimensional indicators. Application to the Spanish banking sector	Rubiales, V.; Monroy, L.; Mármol, A. M.	<i>Journal of Multi-Criteria Decision Analysis</i>	2018	Programação Matemática	Indicadores bancários
3	Multi-criteria group decision making under uncertainty: Application in reservoir flood control operation	Zhu, F.; Zhong, P.; Sun, Y.	<i>Environmental Modelling &amp; Software</i>	2018	SMAA-TOPSIS	Operação de controle de inundação em reservatórios
4	Application of Graph Theory to Cost-Effective Fire Protection of Chemical Plants During Domino Effects	Khakzad, N.; Landucci, G.; Reniers, G.	<i>Society for Risk Analysis</i>	2017	Teoria Gráfica	Análise de risco
5	Application of different methods of multicriteria analysis for railway route selection	Nedevska, I. Z.; Krakutovski, Z. M.; Zafirovski; Z. S.	<i>Tehnika</i>	2017	<i>Weight Sum Method</i> , AHP e VIKOR	Seleção de rotas ferroviárias
6	Decision Model for Policy Makers in the Context of Citizens Engagement: Application on Participatory Budgeting	Boukhris, I. <i>et al.</i>	<i>Social Science Computer Review</i>	2016	ANP-TOPSIS	Desenvolvimento do aplicativo para orçamento participativo

7	Application of the fuzzy analytic hierarchy process in multi-criteria decision in noise action plans: Prioritizing road stretches	Ruiz-Padillo,A. <i>et al.</i>	<i>Environmental Modelling &amp; Software</i>	2016	Fuzzy-AHP	Classificar trechos de rodovias em planos de ação contra ruídos
8	A Multicriteria Decision-Making Application to the Conceptual Design of Mechanical Components	Renzi, C.; Francesco, L.	<i>Journal of Multi-Criteria Decision Analysis</i>	2016	Fuzzy-TOPSIS e Multi-Objective Particle Swarm Optimization (MOPSO)	Seleção de <i>design</i> de componente mecânico
9	Adaptation strategies for water supply management in a drought prone Mediterranean river basin: Application of outranking method	Kumar, V. <i>et al.</i>	<i>Science of the Total Environment</i>	2016	ELECTRE-III-H	Cenários alternativos para abastecimento de água
10	Human Development Index Based on ELECTRE TRI-C Multicriteria Method: An Application in the City of Recife	Pereira, D. V. S; Mota, C. M. M.	<i>Social Indicators Research</i>	2016	ELECTRE TRI-C	Proposta de melhoria no cálculo do Índice de desenvolvimento humano (IDH)
11	Using the strategic relative alignment index for the selection of portfolio projects application to a public Venezuelan Power Corporation	García-Melón, M.; Poveda-Bautista, R.; Del Valle, J. L.	<i>International Journal of Production Economics</i>	2015	ANP	Seleção de projetos
12	Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and remote areas	Rojas-Zerpa, J. C.; Yusta, J. M.	<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	2015	AHP-VIKOR	Seleção de fornecimento elétrico em localidades rurais

13	Application of fuzzy analytic hierarchy process to select the optimal heating facility for Korean horticulture and stockbreeding sectors	Cho, S.; Kim, J.; Heo, E.	<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	2015	Fuzzy-AHP	Selecionar melhor instalação de aquecimento para os setores de horticultura e pecuária
14	A group decision-making tool for the application of membrane technologies in different water reuse scenarios	Sadr, S. M. K. <i>et al.</i>	<i>Journal of Environmental Management</i>	2015	Lógica Fuzzy	Seleção de tecnologias de tratamento por membrana para reutilização de água
15	The multicriteria selection of products in technological diversification strategies: an application to the Spanish automotive industry based on AHP	Muerza, V. <i>et al.</i>	<i>Production Planning &amp; Control</i>	2014	AHP	Seleção de estratégias de diversificação tecnológica na indústria automotiva

## **2.9. Analytic Hierarchy Process**

### **2.9.1. Conceito**

O *Analytic Hierarchy Process* (AHP) ou Processo Hierárquico Analítico pertence à família de métodos de AMD. O AHP foi desenvolvido nos Estados Unidos na década de 70, por Thomas L. Saaty, tendo as suas primeiras teorias apresentadas no *Journal of Mathematical Psychology* de 1977, intitulado como “*A scaling method for priorities in hierarchical structures*” (SAATY, 1977).

O AHP pode ser entendido como um método destinado a medir e sintetizar uma variedade de fatores tangíveis e intangíveis de um processo de tomada de decisão complexa a partir de comparações pareadas discretas em estrutura hierárquica (SAATY, 1994; SAATY, 1990).

Na concepção de Oliveira e Martins (2015) o método AHP é definido como:

*“...um método que analisa um problema de tomada de decisão através da elaboração de níveis hierárquicos, no qual o problema é decomposto em fatores que, por sua vez, são decompostos em um novo nível de fatores, e assim por diante. Esses elementos são então organizados em um hierarquia descendente onde os objetivos finais devem estar no topo.”* (OLIVEIRA; MARTINS, 2015, p. 46).

Como indicado no trabalho de Mardini e colaboradores (2015), o método AHP é uma ferramenta amplamente utilizada e pesquisada para resolução de problemas diversos tanto em ambientes gerenciais quanto no meio acadêmico. Essa maciça aplicação deve-se ao fato de que as principais características do método são a simplicidade, a facilidade de utilização e a versatilidade nas aplicações se comparada aos demais métodos (HO; MA, 2018).

### **2.9.2. Estrutura hierárquica**

De acordo com Saaty (1990), para utilização do método AHP é importante identificar com clareza os elementos gerais em torno do problema, sendo eles:

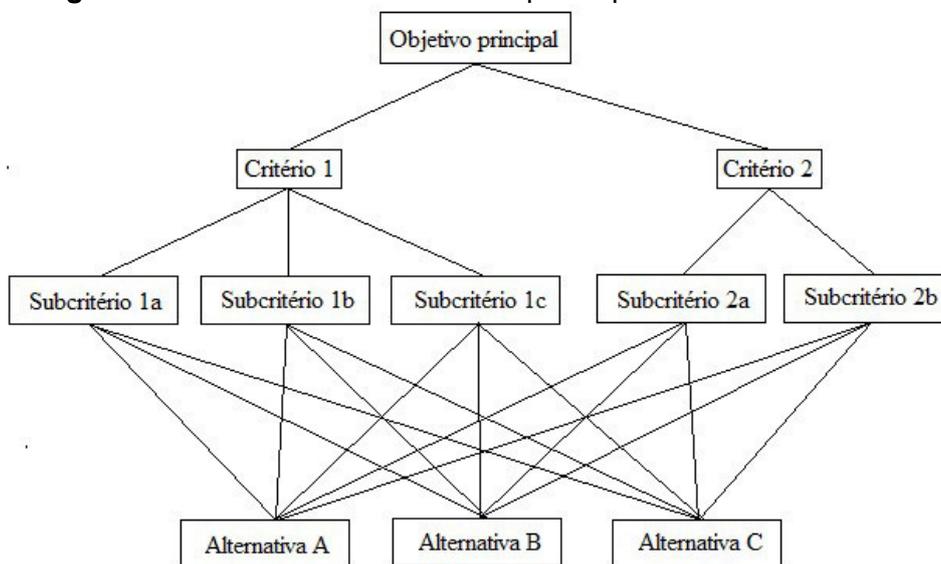
- o objetivo principal do problema;
- as alternativas viáveis a serem analisadas;

- os critérios e subcritérios (se houver) a serem adotados;
- os especialistas que analisarão o problema;
- o responsável pela tomada de decisão (decisor).

Basicamente, o método AHP consiste em três etapas fundamentais: estruturação do problema, julgamentos pareados e síntese de prioridades.

Na estruturação do problema, analisa-se o objetivo principal, os critérios e subcritérios e as alternativas viáveis de forma hierárquica. Essa estruturação se dá mediante uma árvore hierárquica como maneira de sintetizar o problema (Figura 40) (OLIVEIRA; MARTINS, 2015).

**Figura 40** – Modelo de árvore hierárquica aplicada ao método AHP.



Fonte: SAATY (1990).

Na árvore hierárquica, vista na Figura 40, fica claro observar que o problema em questão tem um objetivo principal a ser alcançado; dois critérios (1 e 2) e seus respectivos subcritérios (1a, 1b e 1c referentes ao critério 1 e 2a, 2b e 2c referentes ao critério 2) e três alternativas viáveis (A, B e C).

Nota-se um apelo visual interessante na figura da árvore, pois ela contribui de forma significativa para melhor análise de um determinado problema, de forma clara, simples e objetiva.

### 2.9.3. Julgamentos pareados

O julgamento no método AHP é realizado a partir da comparação par a par de cada elemento (alternativa viável como também de critérios e subcritérios, se houver), o que torna mais fácil e mais precisa a opinião dos decisores, uma vez que permite a eles analisarem apenas sobre dois elementos ao invés de examiná-los simultaneamente (SAATY, 1977).

As preferências (pesos) utilizadas na matriz de julgamento são definidas a partir de uma escala pré-determinada e fundamentada no axioma da homogeneidade. Os pesos declarados são representados por uma escala discreta que varia de um a nove (1 a 9) e baseia-se na ideia de observações psicológicas que mostram que os indivíduos têm, no máximo, condições de julgar corretamente  $7 \pm 2$  pontos, sendo essa escala conhecida como Escala Fundamental de Saaty (Tabela 4) (ISHIZAKA; LABIB, 2011).

**Tabela 4 – Escala Fundamental de Saaty.**

<b>Intensidade de importância</b>	<b>Definição</b>	<b>Explicação</b>
1	Igual importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo
3	Importância moderada	A experiência e o juízo favorecem uma atividade em relação à outra.
5	Forte importância	A experiência e o juízo favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.
7	Importância muito forte	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra. Pode ser demonstrada na prática.
9	Extrema importância	A evidência favorece uma atividade em relação à outra, com o mais alto grau de segurança.
2, 4, 6 e 8	Valores intermediários	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições.

Fonte: SAATY (1990).

Para Russo e Camanho (2015), a vantagem do julgamento pareado no método AHP está na capacidade de atribuir um peso relativo a todos os elementos, sejam quantitativos ou qualitativos.

### 2.9.4. Matriz de decisão

As preferências entre cada elemento comparado tomam como referência o elemento de um nível imediatamente superior, assim gerando a matriz A, chamada de matriz de julgamento, conforme a Equação 13 (OLIVEIRA; MARTINS, 2015).

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ 1/a_{21} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/a_{n1} & 1/a_{n2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

Em que,

$a_{ij} > 0 \rightarrow$  positiva

$a_{ij} = a_{ji} = 1$

$a_{ij} = 1/a_{ji} \rightarrow$  recíproca

$a_{ik} = a_{ij} \times a_{jk} \rightarrow$  consistência

Nesse caso, cada julgamento representa o quanto um elemento da coluna à esquerda é mais importante que o elemento da linha.

Outro axioma empregado é referente à reciprocidade entre as comparações dos elementos na qual a tomada de decisão deve ser capaz de fazer comparações e manifestar a força de sua preferência. Sendo assim, se a é  $\alpha$  vezes mais preferível que b, então b é  $1/\alpha$  vezes mais preferível que a.

Mediante as matrizes de decisão se retira o cálculo do autovetor ( $W_i$ ) a partir da Equação 14.

$$w_i = \left( \prod_{j=1}^n w_{ij} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (14)$$

A matriz  $w_i$  proveniente do cálculo do autovetor consiste na ordenação das prioridades ou hierarquias de acordo com as características estudadas no problema, em que n é o número de elementos da matriz quadrada (COSTA, 2006).

Após as matrizes de autovetor  $w_i$ , o cálculo de Normalização dos autovetores (T), Equação 15, possibilita a comparabilidade entre os critérios e alternativas, i.e., a normalização da matriz de julgamento tem o objetivo de

igualar todos os critérios a uma mesma unidade. Para isso, cada valor da matriz é dividido pelo total da sua respectiva coluna (COSTA, 2006).

$$T = \left| \frac{W_1}{\sum W_i}; \frac{W_2}{\sum W_i}; \frac{W_3}{\sum W_i}; \frac{W_n}{\sum W_i} \right| \quad (15)$$

### 2.9.5. Análise de Consistência

Franek e Kresta (2014) avaliam que a análise de consistência requer um certo nível de consistência da matriz, i.e., onde os elementos devem ser linearmente independentes.

Para relacionar os critérios da matriz de consistência e os pesos dos critérios, é realizada a estimativa do autovetor  $\lambda_{\text{MÁX}}$  a partir da Equação 16 proposta por Saaty (1977).

$$\lambda_{\text{máx}} = T \times W \quad (16)$$

O  $\lambda_{\text{máx}}$  é uma medida para verificar a consistência dos juízos de valor atribuídos pelo decisor aos elementos. Sendo assim,  $\lambda_{\text{máx}} = n$  e  $a_{ij} = w_i/w_j$  indica que os juízos emitidos pelo decisor estão consistentes. Todavia, é comum e admissível ao método AHP alguma inconsistência. Mas, o ponto importante a ser observado é que quanto mais próximo o valor  $\lambda_{\text{máx}}$  estiver de  $n$ , maior é a consistência dos juízos. Então,  $\lambda_{\text{máx}} - n$  constitui-se em um indicador de consistência (GOMES; ARAYA; CARIGNANO, 2004).

De posse do valor de  $\lambda_{\text{máx}}$  consistente, calcula-se o índice de consistência (IC) de acordo com a Equação 17. Esse índice permite avaliar o grau de inconsistência da matriz de julgamentos pareados (HERNÁNDEZ-TORRES; URDANETA; JESUS, 2015).

$$IC = \frac{\lambda_{\text{máx}} - n}{(n-1)} \quad (17)$$

Para avaliar a consistência em função da ordem da matriz de julgamentos, é realizado o cálculo de razão de consistência (RC) descrito pela Equação 18. A RC está baseada na razão entre o índice de consistência (IC) e o índice de consistência aleatório (ICA) proposto por Saaty (HERNÁNDEZ-TORRES;

URDANETA; JESUS, 2015).

$$RC = \frac{IC}{ICA} \quad (18)$$

O ICA pode ser obtido a partir da Tabela 5 abaixo, em que há o valor do ICA de acordo com o número de critérios analisados no problema.

**Tabela 5 – Índice de ICA**

	<b>Número de critérios analisados</b>									
<b>Quantidade</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ICA</b>	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49

Fonte: SAATY (1980).

Saaty (1990) destaca que, caso a relação do  $RC \leq 0,10$ , a estimativa de  $W$  é aceitável, pois a matriz de decisão é consistente. Porém, caso a  $RC > 0,10$  o decisor deve rever o modelo de pesos atribuídos para melhorar a consistência da decisão.

### 2.9.6. Considerações sobre o método

É observado que o método AHP destaca-se por diversas vantagens já mencionadas neste trabalho. Entretanto, devem-se ponderar alguns pontos relacionados ao método.

Oliveira e Martins (2015) salientam sobre a liberdade na avaliação por parte dos decisores e especialistas, uma vez que o método AHP leva em consideração a subjetividade no ato de formulação da matriz de preferência.

Costa (2006) ressalta que os especialistas e decisores devem tomar cuidado com a coleta dos dados que subsidiarão o julgamento e o próprio cuidado com os pesos atribuídos aos elementos; caso contrário, como o próprio autor salienta, o método AHP pode se tornar uma “*máquina de gerar números*”.

Ainda segundo Costa (2006), existe uma má interpretação do método no sentido de que “o AHP não é um método diretamente indicado para ordenação...”. O AHP é uma ferramenta de escolha.

O autor traz em seu livro um exemplo que ilustra bem esse problema de interpretação do método: imaginemos uma empresa que esteja buscando preencher uma vaga do seu quadro de funcionários a partir de três candidatos

(A1, A2 e A3). Com a utilização do método, conclui-se que o candidato A1 seria convocado para assumir a vaga em função do *ranking* gerado a partir do vetor de prioridades. Entretanto, o candidato A1 desistiu de assumir o cargo. Nessa situação, o método precisa ser aplicado novamente, pois com a desistência do candidato A1, houve uma nova configuração do problema. Agora, o método deverá ser aplicado apenas com os dois candidatos para que seja gerada outra decisão.

Ho e Ma (2018) e Mardini *et al.* (2015) discutem em seus trabalhos que há uma tendência de integração do método AHP com demais métodos a qual pode resultar em uma decisão mais real se comparada ao método AHP clássico.

## **2.10. Utilização do método AHP em fontes renováveis de energia**

Como mostrado no Quadro 1, o método AHP é amplamente aplicado em diversas áreas do conhecimento.

Santos e colaboradores (2019) realizaram um trabalho de revisão de literatura sobre a utilização do método AHP no apoio à tomada de decisão na área de desenvolvimento sustentável e observaram que AHP clássico era o método mais utilizado para apoiar as decisões nessa área (47% das publicações pesquisadas), sendo que as demais publicações utilizavam o AHP integrado a outros métodos de AMD.

Destaca-se, nesse tópico, a utilização do método AHP na área de energias renováveis, em especial na seleção de tecnologias de geração de eletricidade por meio de FRE. Nesse sentido, salientam-se os trabalhos de Ahmad e Tahar (2014), Haddah, Liazid e Ferreira (2017) e Çolaka e Kaya (2017).

O trabalho de Ahmad e Tahar (2014), publicado na *Renewable Energy Journal*, tinha o objetivo central de analisar o potencial de recursos renováveis para a produção de eletricidade na Malásia. Para isso, os autores utilizaram o método AHP clássico, levando em consideração os critérios, subcritérios e alternativas viáveis descritas no Quadro 2 na página seguinte.

**Quadro 2** – Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizadas para analisar o potencial de recursos renováveis para a produção de eletricidade na Malásia.

<b>Critério</b>	<b>Subcritério</b>	<b>Alternativas viáveis</b>
Técnico	Maturidade	Solar Eólica Hidroelétrica Biomassa
	Eficiência	
	Tempo de construção	
Econômico	Custo da tecnologia	
	Vida operacional	
	Potencial de recursos	
	Tarifa	
Social	Aceitação pública	
	Criação de empregos	
Ambiental	Emissão de CO <sub>2</sub>	
	Impacto Ambiental	
	Necessidade de terra	

Fonte: AHMAD; TAHAR (2014).

Então, mediante o Quadro 2, Ahmad e Tahar (2014) utilizaram o método AHP e observaram que o critério econômico obteve o maior peso, seguido do ambiental. Em contrapartida, o critério social foi o menos importante. Dentre os subcritérios, o potencial de recursos foi considerado o mais importante no desenvolvimento de qualquer sistema de geração baseado em FRE para a Malásia. Então, o trabalho considerou que a energia solar seria a melhor tecnologia renovável a ser adotada para geração de eletricidade no país.

Seguindo a mesma linha de aplicação do método AHP clássico, Haddah, Liazid e Ferreira (2017) também publicaram na *Renewable Energy Journal* um trabalho com o objetivo de avaliar opções de FRE na Argélia. Para o alcance desse objetivo, os autores levaram em consideração os critérios, subcritérios e alternativas viáveis descritas no Quadro 3.

**Quadro 3** – Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizadas para avaliar opções de FRE na Argélia.

<b>Critério</b>	<b>Subcritério</b>	<b>Alternativas viáveis</b>
Técnico	Maturidade tecnológica	Solar Eólica Hidroelétrica Geotérmica Biomassa
	Segurança dos sistemas de energia	
	Confiabilidade	
	Capacidade de produção	
Econômico	Custo do investimento	
	Custo da operação e manutenção	
	Ciclo de vida	
	Tempo de retorno do investimento	
Ambiental	Impacto no ecossistema	
	Potencial de redução dos GEE	
Sociopolítico	Benefício social	

	Aceitabilidade social	
	Aceitação política	

Fonte: HADDAH; LIAZID; FERREIRA (2017).

O trabalho de Haddah, Liazid e Ferreira (2017) foi inédito na aplicação do método AHP no planejamento de FRE na Argélia.

Os resultados apontaram para a importância atribuída aos critérios ambientais e sociais, uma vez que os subcritérios com maior peso na decisão foram impactos no ecossistema, acessibilidade social e aceitação política, respectivamente.

Diante disso, os autores mostram que, de acordo com o método empregado, a energia solar foi a solução mais adequada para ampliação na Argélia.

Por último, foi analisado o trabalho de Çolaka e Kaya (2017) publicado na revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews* com o objetivo de indicar prioridades de alternativas de energia renovável na Turquia. Para o alcance desse objetivo, os autores utilizaram o método AHP integrado a outros dois métodos de AMD.

Nesse estudo, o método AHP Fuzzy tipo-2 foi aplicado para determinar os pesos dos critérios de decisão e o método AHP-TOPSIS difuso foi aplicado para priorizar alternativas de energia renovável. Com isso, os critérios, subcritérios e alternativas viáveis considerados estão descritas no Quadro 4 na página seguinte.

**Quadro 4** – Critério, subcritério e alternativas viáveis utilizados para indicar prioridades de alternativas de energia renovável na Turquia.

<b>Critério</b>	<b>Subcritério</b>	<b>Alternativas viáveis</b>
Qualidade da fonte de energia	Sustentabilidade	Solar Eólica Hidroelétrica Geotérmica Biomassa
	Durabilidade	
	Distância para usar	
Técnico	Capacidade de produção de energia	
	Eficiência	
	Maturidade tecnológica	
	Confiabilidade	
Tecnológico	Capacidade instalada	
	Viabilidade	
	Risco	
	Tempo da fase de preparação	
	Tempo da fase de implementação	

	Continuidade e previsibilidade do desempenho	
	Conhecimento técnico local	
Econômico	Custo nivelado de energia	
	Período de serviço	
	Disponibilidade de financiamentos	
	Acessibilidade	
	Tempo de retorno do investimento	
	Contribuição para economia	
Ambiental	Emissões de GEE	
	Necessidade de terra	
	Danos ambientais	
	Outros efeitos ambientais	
Sociopolítico	Aceitação política	
	Aceitação social	
	Criação de empregos	

Fonte: ÇOLAKA; KAYA (2017).

Nesse último trabalho, os autores mostraram que o critério mais importante foi o econômico, restando como menos importante o critério sociopolítico. O subcritério, denominado de disponibilidade de financiamentos, foi determinado como o mais importante e o subcritério, descrito como aceitação social, o menos importante.

Em relação às alternativas viáveis, a energia Eólica foi indicada como a melhor alternativa de energia renovável para a Turquia.

Assim, após a análise dos três recentes trabalhos sobre utilização do método AHP em FRE, verifica-se que todos propõem alternativas para as políticas energéticas dos países (Malásia, Argélia e Turquia) com o foco no tripé do desenvolvimento sustentável (desenvolvimento econômico, social e ambiental). Tal afirmação pode ser observada no Quadro 5 que reúne os principais critérios, subcritérios e alternativas viáveis empregados no três trabalhos apresentados.

**Quadro 5** – Critérios, subcritérios e alternativas viáveis mais empregados.

<b>Critério</b>	<b>Subcritério</b>	<b>Alternativas viáveis</b>
Técnico	Capacidade de produção	Solar Eólica Hidroelétrica Biomassa
	Confiabilidade	
	Eficiência	
	Maturidade tecnológica	
Econômico	Ciclo de vida	
	Custo do investimento	
	Tempo de retorno do investimento	
Ambiental	Impacto Ambiental	

	Emissões de GEE	
	Necessidade de terra	
Sociopolítico	Benefício social	
	Aceitabilidade social	
	Aceitação política	

Fonte: HADDAH; LIAZID; FERREIRA (2017), ÇOLAKA; KAYA (2017), AHMAD; TAHAR (2014).

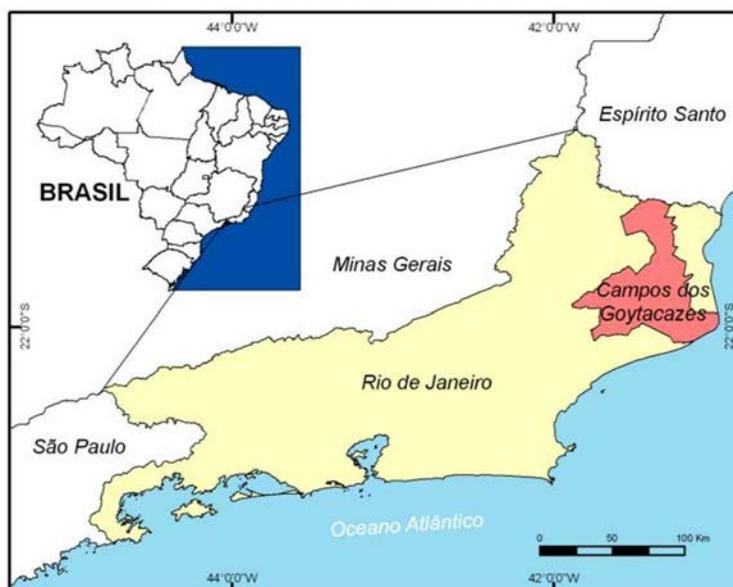
## CAPÍTULO III

### MATERIAL E MÉTODOS

#### 3.1. Material

O município de Campos dos Goytacazes, foco deste trabalho, está situado na região Norte do estado do Rio de Janeiro (Figura 41).

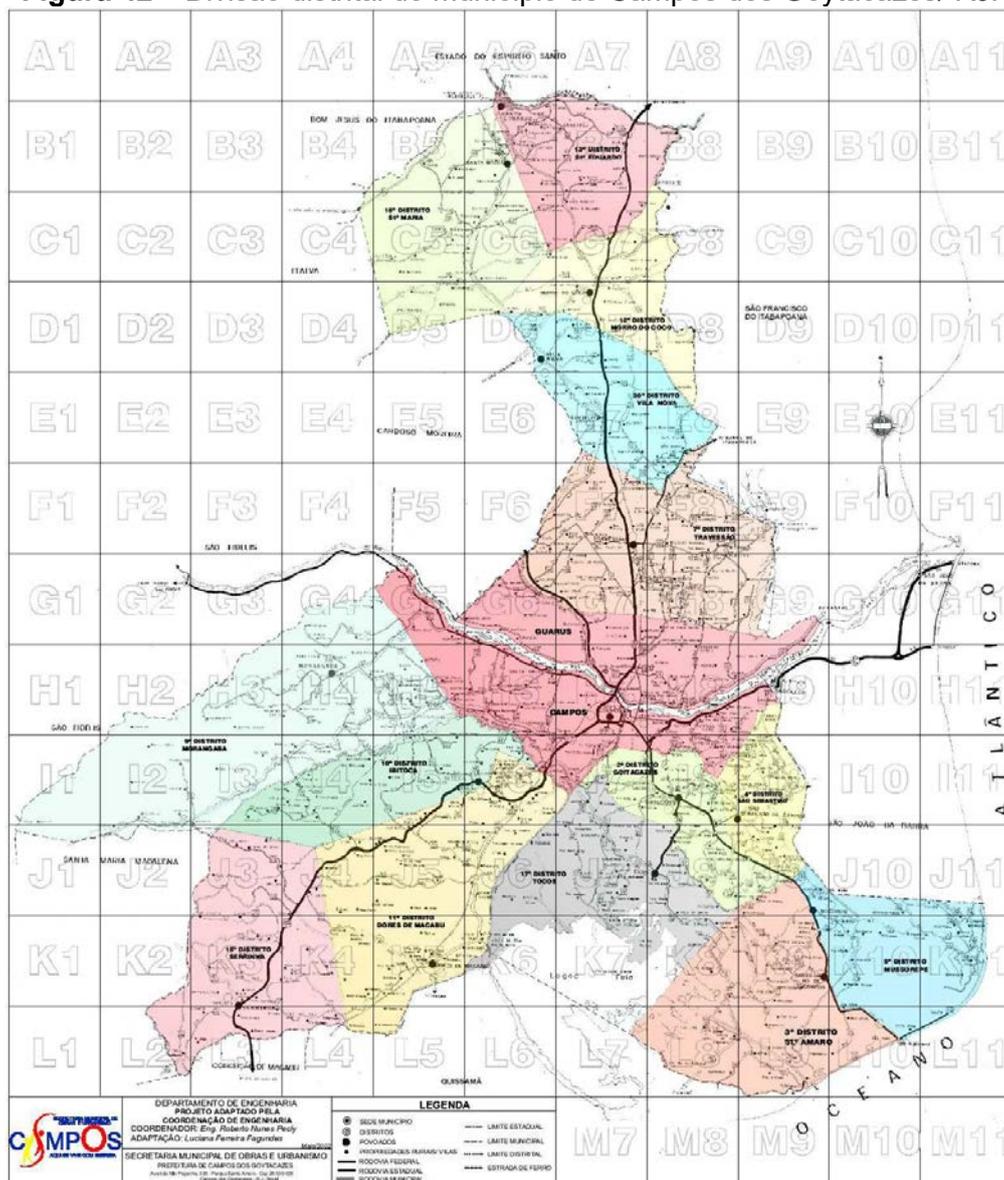
**Figura 41** – Localização do município de Campos dos Goytacazes/ RJ em relação ao estado do Rio de Janeiro e o Brasil.



Fonte: IBGE (2008) *apud* COSTA; POLIVANOV; ALVES (2008).

Ele é considerado o maior município de interior do estado com área total de aproximadamente 4.026,7 km<sup>2</sup> (maior município em área territorial do estado do Rio de Janeiro) (IBGE, 2019), sendo subdividido em 15 distritos, conforme a Figura 42.

**Figura 42** – Divisão distrital do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.



Prefeitura de Campos (2019).

Em 2017, a população do município foi estimada em 507.548 habitantes (maior população de sua região e sétima do estado do Rio de Janeiro) e densidade demográfica de aproximadamente 115,16 habitantes/km<sup>2</sup> (IGBE, 2019).

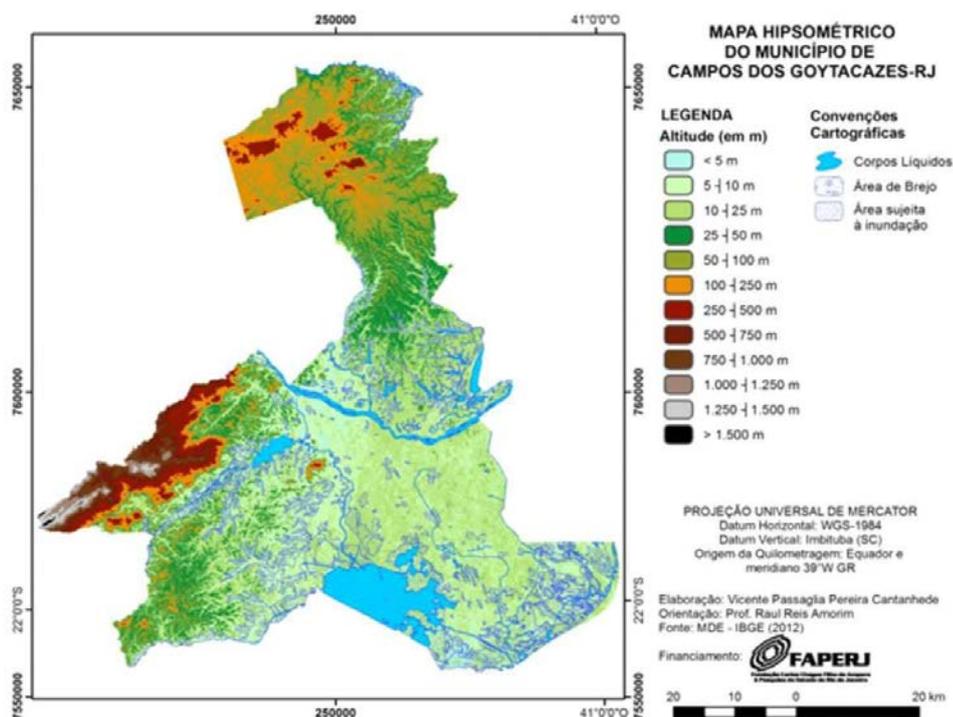
O clima da região Norte Fluminense, região onde o município está inserido, é classificada como tropical úmido com chuvas concentradas no verão, inverno seco e temperatura do mês mais frio superior a 18 °C (TORRES; MACHADO, 2011; MENDONÇA *et al.*, 2007). Contudo, segundo o INMET (2017), o município de Campos dos Goytacazes possui uma temperatura média anual mais elevada, em torno de 23,8 °C, e precipitação pluviométrica anual de 1.055,3

mm (maior volume de chuva nos meses de novembro e dezembro).

Levando em consideração o relevo, o município tem aproximadamente a metade do seu território formado por planície a qual concentra a maior densidade populacional e economia (PEREIRA PINTO, 2006).

Ainda sobre o relevo do município, o trabalho de Cantanhede e Amorim (2016) mostra que além da planície há três conjuntos de áreas que formam as regiões norte e oeste do município: as colinas, os morros e os morrotes (Figura 43).

**Figura 43** – Mapa hipsométrico do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.



Fonte: Cantanhede; Amorim (2016).

Do ponto de vista histórico e econômico, o município de Campos dos Goytacazes se desenvolveu a partir de três ciclos de crescimento econômico.

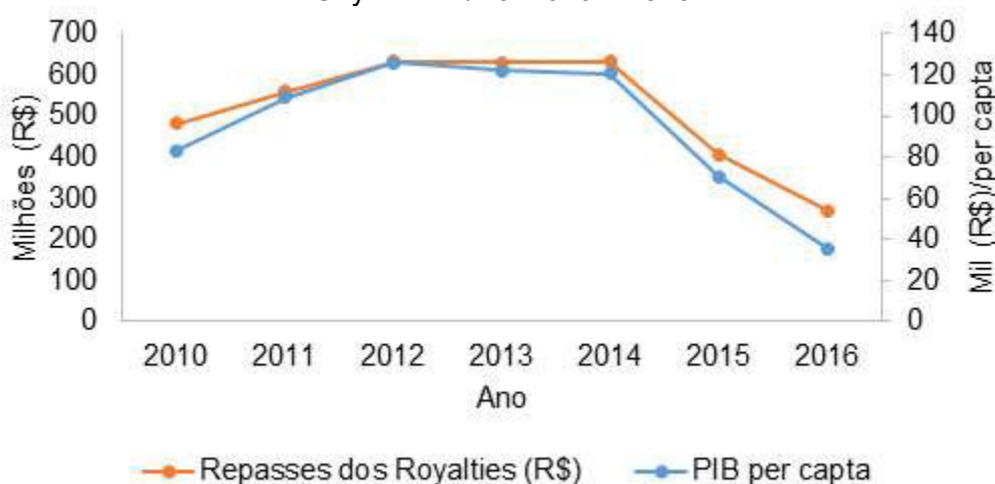
O primeiro ciclo se deu pela produção açucareira em usinas a vapor, no final do século XIX (1880-1890); o segundo, pela expansão e consolidação do parque industrial sucroalcooleiro na primeira metade do século XX (1920-1960); e o último, a contar dos investimentos na indústria do petróleo na Bacia de Campos em que as atividades foram na década de 70, mas somente na década de 1990 essas atividades foram dinamizadas (TOTTI; SOFFIATI, 2014).

Esse último ciclo de crescimento econômico experimentado pelo

município, principalmente, em função do crescimento nos investimentos das atividades de exploração e produção de petróleo e GN na Bacia de Campos originou um aumento da arrecadação, por meio dos *royalties*, para os municípios confrontantes à Bacia, chegando o município campista a alcançar o 13º maior PIB nacional (TOTTI; SOFFIATI, 2014; MORAES, 2016).

A Figura 44 mostra os dados referentes aos repasses dos *royalties* e os valores do IBGE (2019) referentes ao PIB *per capita* do município de Campos dos Goytacazes entre os anos de 2010 e 2016.

**Figura 44** – Repasses dos *royalties* e PIB *per capita* no município de Campos dos Goytacazes/RJ: 2010 e 2016.



Fonte: IBGE (2019); INFOROYALTIES (2019).

A Figura 44 indica a relação direta entre o PIB *per capita* e a arrecadação dos *royalties* no município de Campos dos Goytacazes. Isso porque, de acordo com Ribeiro (2019), no período áureo dos repasses dos *royalties* provenientes da exploração e produção de petróleo (2012 a 2014) o PIB *per capita* alcançou aproximadamente valores entre R\$ 120.000,00 e R\$ 126.000,00 e com a redução dos repasses dos *royalties* houve, também, a redução do PIB na mesma proporção.

Então, o município não diversificou sua economia, teve seu orçamento dependente da renda petrolífera e não aplicou devidamente os recursos em áreas estratégicas para melhoria da qualidade de vida sua população.

Com as oscilações do preço do petróleo no mercado internacional, a redução nos investimentos da Petrobrás S/A na Bacia de Campos, o início da exploração no Pré-Sal na Bacia de Santos e também a mudança nas regras dos

*royalties* repassados aos municípios, Campos dos Goytacazes vem enfrentando dificuldades financeiras (ACRUCHE *et al.*, 2017; MORAES, 2016; PINTO JÚNIOR, 2015).

Por consequência, o município de Campos dos Goytacazes e todos os demais municípios da região Norte Fluminense necessitam discutir soluções para além dos *royalties* provenientes dos combustíveis fósseis e dessa maneira, o município necessita visar não apenas ao crescimento econômico, mas sim a um desenvolvimento social e econômico.

### **3.2. Métodos**

O método da pesquisa em questão baseia-se no trabalho de Mendes, Pereira e Sthel (2019) intitulado como “Análise multicritério para seleção de fontes renováveis de energia em um domicílio urbano no município de Campos dos Goytacazes/RJ”.

Este trabalho utilizou o método AHP para selecionar a melhor FRE para GD em domicílio urbano situado no município em questão. Entretanto, os autores realizaram um estudo de caso em uma UC específica, não extrapolando esse estudo para outras regiões do município. Embasando-se no trabalho citado, a presente pesquisa será desenvolvida em quatro etapas.

Então, a primeira etapa do trabalho constituir-se-á de procedimentos metodológicos para levantamento de dados sobre o panorama da GD no Brasil, no estado do Rio de Janeiro e no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

A etapa seguinte será constituída de procedimentos metodológicos para levantamento de dado de potencial energético solar e eólico por região do município.

Depois, será realizada a análise multicritério sob a luz de critérios quantitativos e qualitativos com o objetivo de verificar a melhor solução sustentável por GD por região do município com o auxílio do método de AHP.

Por fim, será realizado estudo de caso sobre a melhor alternativa de FRE para geração de eletricidade por GD no *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro a partir do método AHP.

### 3.2.1. Pesquisa sobre o panorama da Geração Distribuída no Brasil

Para mostrar o panorama da GD no país, no estado do Rio de Janeiro e no município de Campos dos Goytacazes/ RJ, foco deste trabalho, o procedimento metodológico constará de pesquisa exploratória dos dados sobre a GD contidos no *website* da ANEEL<sup>13</sup>.

O levantamento dos dados terá como referência um recorte temporal compreendido entre 17 de abril de 2012 (data da criação da RN n° 482 da ANEEL) e 02 de outubro de 2019.

Dessa forma, será possível identificar:

- a evolução da GD no Brasil, no estado do Rio de Janeiro e no município de Campos dos Goytacazes/ RJ;
- o *ranking* estadual de GD;
- a GD por tipo de fonte e tipo de consumidor no Brasil, no estado do Rio de Janeiro e no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

### 3.2.2. Potencial energético solar e eólico no território municipal

Os recursos energéticos renováveis não estão disponíveis de maneira uniforme em todos locais, isso porque variam em função da topografia do relevo e condições climáticas dos mesmos (ROSA, 2015).

Dessa maneira, o território do município de Campos dos Goytacazes será dividido de acordo com o mapa hipsométrico (Figura 43) apresentado no trabalho de Cantanhede e Amorim (2016) e os distritos agrupados de acordo com as características topográficas e locais, conforme a Tabela 6.

---

<sup>13</sup> Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>

**Tabela 6** – Divisão dos distritos do município de Campos dos Goytacazes/ RJ em função do mapa hipsométrico de Cantanhede e Amorim (2016) e características topográficas.

Região	Ordem	Distrito
<b>Central</b>	1º	Centro
		Guarus
	2º	Goitacazes
<b>Baixada Campista</b>	3º	Santo Amaro
	4º	São Sebastião
	5º	Mussurepe
	11º	Dores de Macabu
	17º	Tocos
<b>Norte</b>	7º	Travessão
	12º	Morro do Coco
	13º	Santo Eduardo
	18º	Santa Maria
	20º	Vila Nova
<b>Serrana</b>	9º	Morangaba
	10º	Ibitioca
	15º	Serrinha

Fonte: Google Maps® (2019); Prefeitura de Campos (2019).

De acordo com o agrupamento dos distritos do município (Tabela 6), a próxima etapa será o levantamento de dados sobre o potencial eólico (densidade de potência), em  $W/m^2$ , e a irradiação solar média anual no plano horizontal, em  $kWh/m^2.dia$ , em cada uma das quatro regiões propostas para o município. Essas informações serão obtidas com o auxílio do *website* do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito<sup>14</sup> (CRESESB, 2019b).

Todavia, o potencial solar, ou seja, a irradiância solar ( $G$ ) incidente em uma determinada área, em  $W/m^2$ , pela Equação 19 (VILLALVA, 2015).

$$G = \frac{E_s}{A \times t} \quad (19)$$

Em que,

$G$  = irradiância solar média anual incidente no plano horizontal, em  $W/m^2$ ;

$E_s$  = irradiação solar média anual no plano horizontal local, em  $kWh/m^2.dia$ ;

$A$  = área do MFV, em  $m^2$ ;

$t$  = horas diárias de insolação, em horas (h)<sup>15</sup>;

<sup>14</sup> Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/>

<sup>15</sup>O valor de  $t$  é obtido a partir do mapa de média anual de insolação diária no Brasil

Com isso, será possível mapear o potencial energético (eólico e solar) de cada região do município e a existência de variabilidade dos dados (velocidade do vento e irradiação solar) em função das coordenadas geográficas de cada região, uma vez que os Atlas eólico e solar do estado do Rio de Janeiro não trazem essas informações precisas para cada município do estado em especial (IEPUC, 2016; CRESESB, 2016).

### **3.2.3. Aplicação do método AHP para seleção de fontes renováveis por meio de geração distribuída no município de Campos dos Goytacazes/ RJ**

Nesse ponto, os procedimentos metodológicos foram divididos em:

- formulação do problema;
- análise de especialistas;
- modelagem do problema utilizando o método AHP para selecionar o melhor tipo fonte de energia para GD por distrito no município.

Assim sendo, o método AHP será aplicado para selecionar a melhor FRE (eólica ou solar fotovoltaica) para GD em cada região do município.

#### **3.2.3.1. Formulação do problema**

O problema em questão, nesta pesquisa, é avaliar as FRE para geração de energia elétrica com foco na sustentabilidade ambiental e socioeconômica. Sendo assim, o cerne do problema é selecionar entre a energia eólica e a solar fotovoltaica a melhor alternativa para cada região proposta do município de Campos dos Goytacazes. Diante disso, a formulação do problema em questão está organizada da seguinte forma:

- foco principal do problema: escolher a melhor fonte de geração de eletricidade para uma das quatro regiões propostas no município (Tabela 6), levando em consideração aspectos quantitativos e qualitativos dos mesmos para a tomada de decisão;
- alternativas viáveis: tipo de FRE para geração de eletricidade (eólica ou

---

disponível no Atlas Solarimétrico Brasileiro. Sendo que, para o município de Campos dos Goytacazes será atribuído um valor de  $t$  igual a 5,5 horas (CRESESB, 2000).

solar fotovoltaica) para GD em função das características regionais do município;

- critérios e subcritérios: parâmetros quantitativos e qualitativos a serem levados em consideração pelos especialistas no momento da comparação entre as alternativas viáveis;
- especialistas: três profissionais das áreas de engenharia elétrica e ambiental responsáveis pela análise das alternativas viáveis frente aos critérios;
- decisor: tomador de decisão no que se refere a apontar o melhor tipo de geração de eletricidade a ser utilizado em cada região do município, sendo nesse caso fruto do consenso dos próprios especialistas.

### 3.2.3.2. Seleção dos critérios e subcritérios

Após formulação do problema e mediante o Quadro 5 e o trabalho de Mendes, Pereira e Sthel (2019), os critérios que serão adotados nesta pesquisa serão critérios técnico, econômico, social e ambiental, sendo os mesmos subdivididos em subcritérios (Quadro 6).

**Quadro 6** – Critérios e subcritérios para seleção de FRE por GD nas regiões propostas para o município de Campos dos Goytacazes.

<b>Critério</b>	<b>Subcritério</b>
Técnico	Vida útil do sistema
	Eficiência da tecnologia
Econômico	Custo de aquisição do sistema
	Índice de manutenção do sistema
Social	Criação de empregos
	Aceitabilidade pública
Ambiental	Emissões de CO <sub>2</sub> /kWh
	Potencial energético
	Necessidade de espaço físico

Fonte: MENDES; PEREIRA; STHEL (2019); HADDAH; LIAZID; FERREIRA (2017), ÇOLAKA; KAYA (2017), AHMAD; TAHAR (2014).

Os critérios e subcritérios adotados para auxiliar a tomada de decisão foram identificados por:

- critério técnico:
  - vida útil: referente ao tempo médio de operação de cada sistema, dado em anos, conforme dados dos fabricantes de cada tecnologia;
  - eficiência de conversão: percentual da conversão da fonte primária (energia cinética do vento ou radiação solar) em energia elétrica para cada tecnologia.
- critério econômico:
  - custo de aquisição de cada sistema: custo médio de aquisição de cada sistema, em reais (R\$/kW), a partir de três orçamentos realizados junto às empresas especializadas em comercialização de sistemas renováveis de energia. Nesse caso, foi desconsiderado o custo de instalação, pois o mesmo variará em função do local de implementação do sistema;
  - índice de manutenção: índice de manutenção preventiva<sup>16</sup> de cada sistema, sendo realizado junto as empresas especializadas em instalação e manutenção de sistemas renováveis de energia, indicando o índice em baixo, médio ou alto.
- critério social:
  - criação de empregos: número de empregos gerados por MW instalado de cada tipo de sistema;
  - aceitação pública: baseia-se no número de sistemas de GD homologados junto à ANEEL de acordo com a tecnologia empregada (eólica e solar fotovoltaica) e, sendo essa aceitação indicada por alta ou baixa.
- critério ambiental:
  - emissões de CO<sub>2</sub>/kWh: referentes às emissões de CO<sub>2</sub> por kWh de cada tecnologia de geração de eletricidade, adotando como referência o trabalho de Varun; Bhat; Prakash (2009);

---

<sup>16</sup> É um tipo de técnica de manutenção que é realizada com objetivo de reduzir ou evitar a falha ou quebrar no desempenho da máquina ou equipamento, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalo definidos de tempo (KARDEC; NASCIF, 2012).

- potencial energético: potência primária (irradiância para energia solar e densidade de energia eólica) no *website* do CRESESB (CRESESB, 2019b) em cada uma das quatro regiões adotadas para o município em questão, sendo a irradiância mensurada conforme a Equação 19, em W/m<sup>2</sup>;
- disponibilidade espaço físico local: espaço físico disponível em um determinado local para implantação dos sistemas (eólico ou solar fotovoltaico), atribuída como baixa, média ou alta disponibilidade, mediante o consenso entre os três especialistas.

Em decorrência das características do município, as alternativas válidas para o problema são os sistemas de ESFV e de energia eólica conectados à rede elétrica.

### 3.2.3.3. Definição de pesos dos critérios e subcritérios

Após a formulação do problema e levantamento dos critérios e seus subcritérios adotados, o juízo dos pesos a ser atribuído para eles será realizado por meio de três especialistas a partir da técnica de *Brainstorming*<sup>17</sup>.

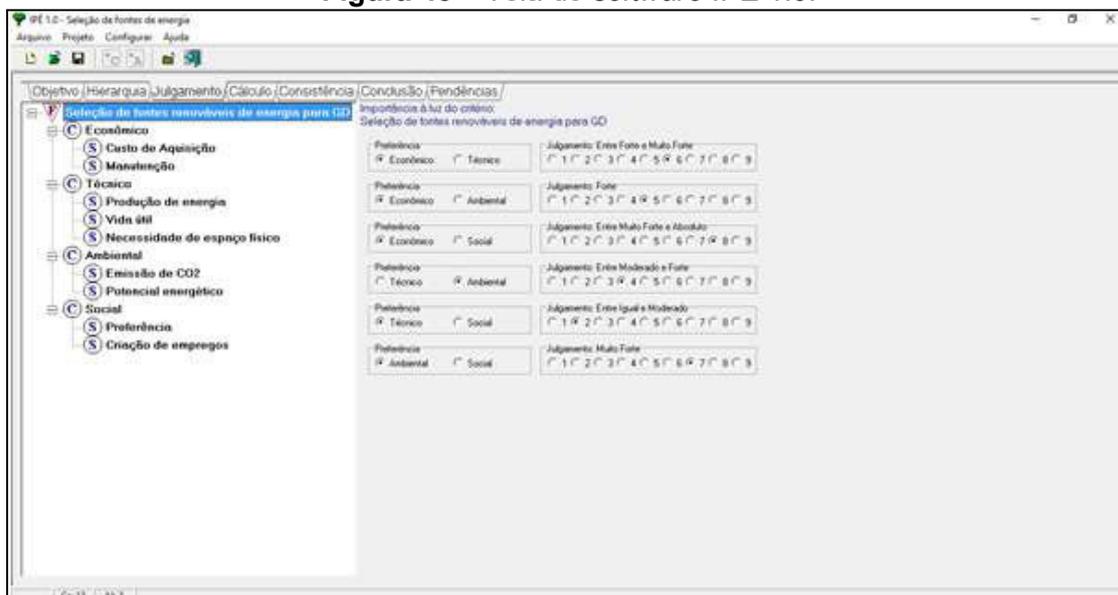
### 3.2.3.4. Resolução do problema

A resolução do problema proposto neste trabalho será auxiliada pelo programa computacional IPÊ 1.0 (Figura 45), *software* que aplica o método AHP clássico.

---

<sup>17</sup>Constitui em uma técnica de reunião em grupo extremamente eficaz tanto para a escolha do problema a ser trabalhado como para seu entendimento e resolução (MEIRELES, 2001).

**Figura 45** – Tela do *software* IPÊ 1.0.



Fonte: elaboração própria.

O *software* IPÊ 1.0 foi desenvolvido pelo professor Helder Gomes Costa<sup>18</sup> no ano de 2004. O *software* é intuitivo e de fácil utilização e, como isso, tem como vantagem minimização do tempo gasto para aplicação do método AHP e, conseqüentemente, a tomada de decisão. Vale ressaltar que, o IPÊ 1.0 é disponibilizado gratuitamente para *download* no *website* do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense<sup>19</sup> (UFF) (UFF, 2019).

### **3.2.4. Seleção por método AHP de fonte renovável para geração distribuída no *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense: um estudo de caso**

Além de avaliar o uso das FRE (solar fotovoltaica e eólica) para produção de eletricidade por GD por regiões do município de Campos dos Goytacazes, o trabalho também visa a realizar um estudo de caso para seleção das mesmas FRE, por meio do método AHP, para aplicação em GD em um determinado consumidor de eletricidade localizado no município.

Nesse caso, optou-se pelo *campus* Leonel Brizola da Universidade

<sup>18</sup> Professor titular da UFF.

<sup>19</sup> Disponível em: <http://www.producao.uff.br/index.php/aplicativos>

Estadual do Norte Fluminense devido ao seu consumo de energia elétrica e ao potencial para utilização de tais FRE no *campus*; servindo, assim, de modelo para outras UC no município.

O método AHP, empregado neste estudo de caso, levará em consideração os mesmos procedimentos metodológicos empregados para as regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

## CAPÍTULO IV

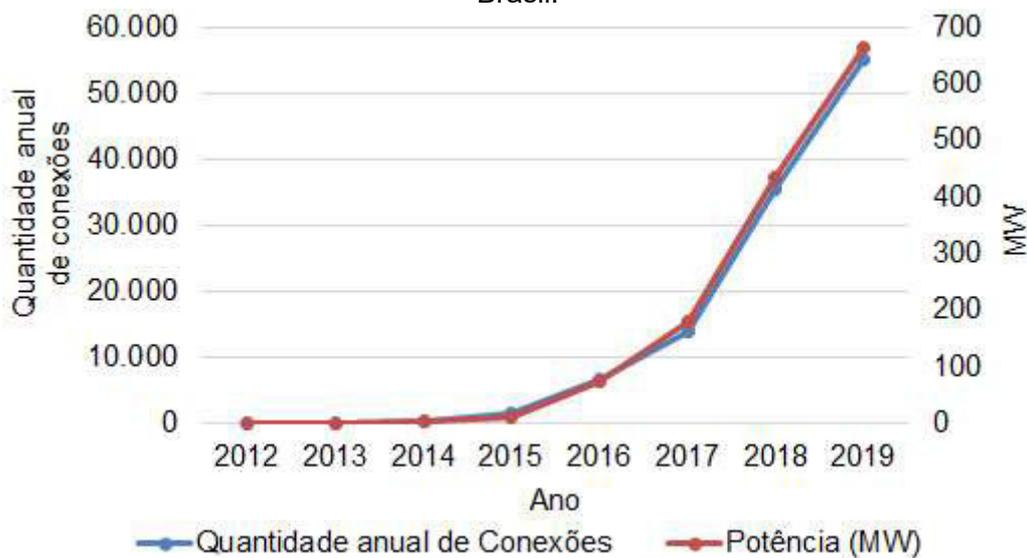
### RESULTADOS E DISCUSSÃO

#### 4.1. Panorama da Geração Distribuída

##### 4.1.1. Brasil

O crescimento da GD no Brasil é exponencial como mostra a Figura 46. Tal crescimento refere-se tanto à quantidade de conexões realizadas quanto à potência instalada nesta modalidade de geração de energia elétrica.

**Figura 46** – Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no Brasil.



A demonstração da evolução da GD a partir de 2012 se justifica porque segundo Villalva (2015), o marco legal para GD no Brasil foi a RN n° 482 da ANEEL que entrou em vigor no dia 17 de abril de 2012. Então, a partir dessa data, foi realizada a pesquisa sobre a evolução dessa modalidade de geração de eletricidade no país.

Efetivamente, em nível nacional, o crescimento da GD é observado a partir de 2016 e pode ser explicado segundo dois grupos de fatores que, paralelamente, influenciaram em tal crescimento: políticas públicas para incentivo da GD, principalmente a ESFV, e a crise hidroenergética no período de

2013 a 2015 (FERREIRA *et al.* 2018; HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018; MENDES; STHEL, 2017).

Assim sendo, o primeiro fator tem indícios de estar relacionado com a revisão da RN nº 482/2012, realizada em novembro de 2015 e que criou a RN nº 687, trazendo consigo inovações nas modalidades de uso da GD e que motivaram os consumidores a aderirem a esse modelo de geração de eletricidade.

Nesse sentido, outra medida tomada foi autorizar a isenção de ICMS das operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de eletricidade referente à RN nº 482/2012 por meio do Convênio ICMS 16/2015 do Ministério da Fazenda (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016).

Naquele período, os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal ficaram autorizados a concederem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica excedente produzida pelo sistema fotovoltaico do consumidor-produtor (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016).

Luna e colaboradores (2019) apresentam no trabalho intitulado “*Solar photovoltaic distributed generation in Brazil: the case of resolution 482/2012*” como as políticas públicas contribuíram de forma significativa para o crescimento das FRE e da GD. Tal resumo é mostrado no Quadro 7 de forma cronológica.

**Quadro 7** – Resumo dos incentivos à GD no Brasil.

<b>Incentivos</b>	<b>Descrição</b>
Isenção de ICMS	Nos termos do Contrato ICMS nº 101/97, celebrado pelas Secretárias de Finanças de todos os estados, há isenção de ICMS para operações com equipamentos e componentes para uso de energia solar e eólica, válida até 31/12/2021.
Isenção de IPI	O Decreto nº 7.212/2010 isentou o imposto sobre produtos industrializados (IPI) dos setores de energia elétrica, produtos petrolíferos, combustíveis e minerais.
Chamada Pública ANEEL	De 2014 a 2016, entraram em operação as usinas fotovoltaicas da Chamada Pública nº 013/2011 - Projetos Estratégicos: "Arranjos comerciais para inserir a geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira" (24,6 MW contratados, no valor de R\$ 396 milhões).
Desconto	A RN nº 481/2012 da ANEEL estendeu a 80% o desconto na Taxa

TUST/TUSD	no Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para projetos com potência inferior a 30 MW.
Plano Inova Energia	Fundo de R \$ 3 bilhões criado em 2013 pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Financiador de Estudos e Projetos (FINEP) e ANEEL focado na iniciativa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de: redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância de alta tensão, energias alternativas como energia solar e eficiência de veículos elétricos.
Isenção de ICMS, PIS e COFINS em GD	Convênios do ICMS nº 16, 44, 52.130 e 157 de 2015 do Conselho Nacional de Política Financeira (CONFAZ), assinado por vários estados, isentando o ICMS sobre a energia que o consumidor gera. O imposto se aplica apenas ao excedente que ele consome da rede e para instalações de menor de 1 MW. O mesmo vale para Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Lei 13.169, de 6/10/2015.
Redução das taxas de importação	A Resolução da Câmara de Comércio Exterior (CAMEX) nº 64, de 22/08/2015, reduziu de 14% para 2%, a taxa sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica, em vigor até dezembro31/2016.
Inclusão no programa "Mais alimentos"	A partir de novembro de 2015, os equipamentos de produção de energia solar e eólica passaram a fazer parte do programa "Mais alimentos", que permitiu financiamento a taxas de juros mais baixas.
Suporte do BNDES	Pela Lei 13.203, de 08/12/2015, o BNDES autorizou o financiamento, com taxas diferenciadas, os projetos de GD em hospitais e escolas públicas.
ProGD	O MME lançou, em 15/12/2015, o ProGD, com o objetivo de aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores (residencial, comercial, indústria e agricultura), com base em FRE, especialmente ESFV.

Fonte: Luna *et al.* (2019).

O outro fator que pode explicar o crescimento da GD e, já discutido na revisão de literatura deste trabalho, foi a crise hidroenergética instaurada no país entre os anos de 2013 a 2015 que forçou a ampliação da geração termoelétrica e, conseqüentemente, impactou nos custos da eletricidade para todos as classes de consumidores (LUNA *et al.* 2019; MENDES; STHEL, 2017; DEUTSCHE WELLE, 2015; GREENPEACE-BRASIL, 2014; O GLOBO, 2014).

A Tabela 7 mostra a GD no Brasil por tipo de geração de eletricidade e fonte primária de energia. Dessa maneira, o país tem 113.143 conexões e aproximadamente 1,37 GW de potência instalada, tendo os sistemas de GD disseminados, principalmente, nas regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Centro-Oeste.

**Tabela 7** – GD no Brasil por tipo de geração de eletricidade e fonte de energia primária.

<b>Tipo de geração de eletricidade</b>	<b>Fonte de energia primária</b>	<b>Quantidade anual de Conexões</b>	<b>Potência (kW)</b>
Fotovoltaica	Radiação solar	112.815	1.224.963,37
Térmica	Biomassa, Biogás e GN	175	48.422,08
Central geradora hidroelétrica (CGH)	Hídrica	94	88.822,60
Eólica	Cinética do vento	59	10.336,86
<b>Total</b>		<b>113.143</b>	<b>1.372.544,91</b>

Fonte: ANEEL (2019c).

Na Tabela 7, é possível notar que a predominância é da ESFV com 112.815 conexões realizadas e potência instalada de aproximadamente 1,22 GW entre 17 de abril de 2012 a 02 de outubro de 2019.

Isso se deve, principalmente, à RN nº 687/2015 da ANEEL, já discutida anteriormente que viabilizou ainda mais a geração de eletricidade por ESFV, além dos incentivos mostrados no Quadro 7 que fizeram os custos de ESFV baixarem, pois anteriormente, segundo Tiago Filho e colaboradores (2015) a ESFV possuía um elevado custo de implantação, faltava paridade entre a energia gerada pelo consumidor-produtor e a energia fornecida pela concessionária e, ainda, incentivos fiscais.

Além disso, observa-se também pelo Quadro 7 que as políticas públicas induziram a expansão da ESFV, tais como: Chamada Pública ANEEL, Plano Inova Energia, a redução das taxas de importação e o ProGD.

Em seguida, em termos de potência instalada e com 88 MW, encontram-se as CGHs. Elas estão implantadas, principalmente, nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

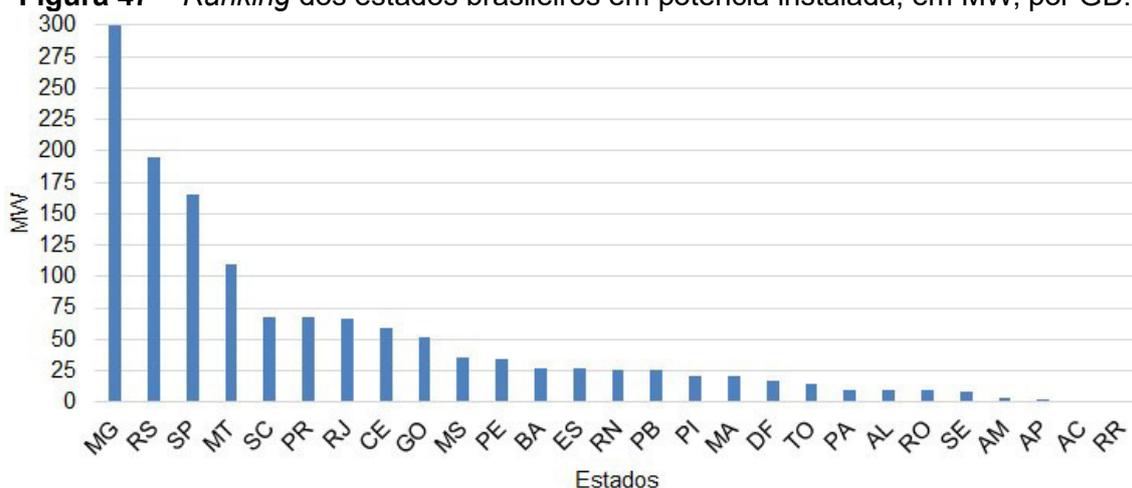
A geração termoelétrica, por meio da GD, tem 175 conexões e uma potência instalada de aproximadamente 48,4 MW, porém possui a maior diversificação de fontes primárias de energia, incluindo fontes renováveis e não renováveis de acordo com as RN nº 482/ 2012 e nº 687/2015. Nessa diversificação de fontes primárias, encontra-se a biomassa (bagaço de cana de açúcar, casca de arroz, gás de alto forno e resíduos florestais), o biogás (resíduos sólidos urbanos, agrícolas e florestais) e GN. Esses sistemas, também, encontram-se distribuídos, principalmente, nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

A energia eólica tem a menor potência instalada (10 MW) e número de conexões (59) concentrados na região Nordeste (Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Bahia), Sudeste (São Paulo e Rio de Janeiro) e Sul (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

Os dados da ANEEL apontam para uma realidade já mostrada por Tiago Filho, Duarte e Silva (2015), pois eles alertavam para o pequeno percentual de contribuição da energia eólica em função da falta de incentivo (linhas de créditos ou isenções fiscais) para o maior uso dos pequenos aerogeradores para microgeração no país.

Então, realizando um *ranking* de potência instalada, em MW, por estados brasileiros há a Figura 47. Nela, é possível notar que, dentre os 26 estados mais o Distrito Federal (DF), existem 15 estados (55%) com potência instalada maior que 25 MW. Desses 15 estados citados, não há nenhum da região Norte.

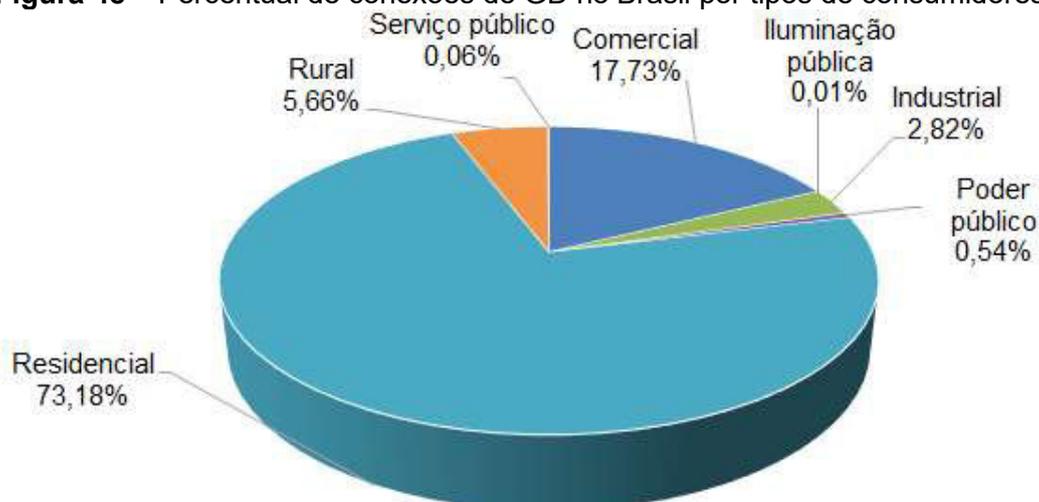
**Figura 47** – *Ranking* dos estados brasileiros em potência instalada, em MW, por GD.



Fonte: ANEEL (2019c).

Em relação aos tipos de consumidores que detêm a GD no país, observa-se, pela Figura 48, que a classe residencial é responsável por 73,18% das conexões de GD; seguida da classe comercial (17,73%); rural (5,66%); industrial (2,82%) e o restante (apenas 0,61%) as classes de serviço público, iluminação pública e poder público.

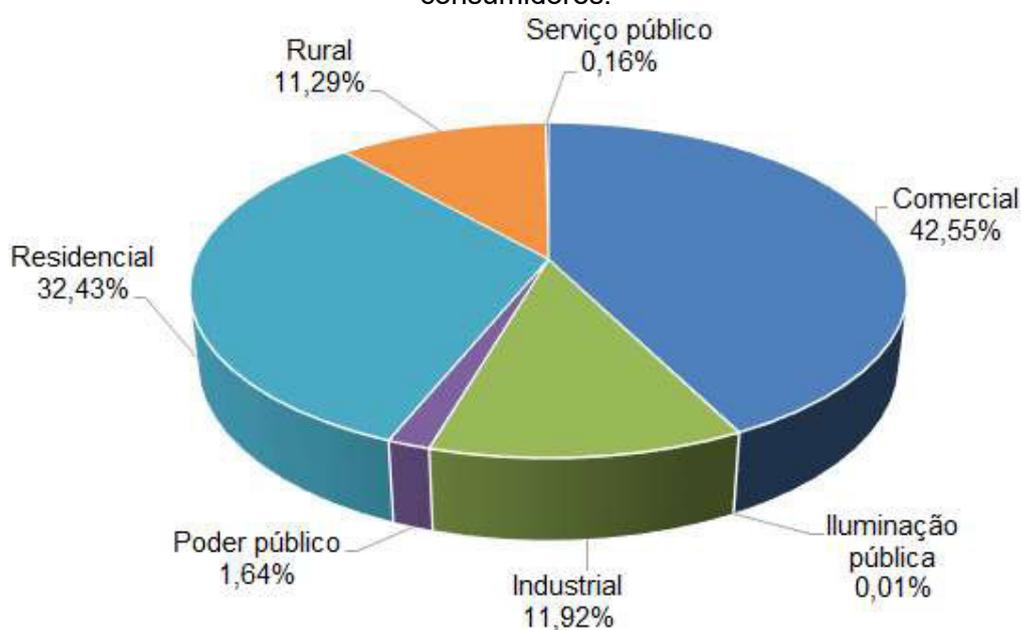
**Figura 48** – Percentual de conexões de GD no Brasil por tipos de consumidores.



Fonte: ANEEL (2019c).

Entretanto, quando se observa o percentual de potência instalada por classe de consumidores (Figura 49), tem-se uma melhor distribuição dessa potência.

**Figura 49** – Percentual de potência instalada por GD no Brasil por tipo de consumidores.



Fonte: ANEEL (2019c).

Nesse caso, a classe comercial tem o maior percentual de potência instalada (42,55%); seguida da classe residencial (32,43%); industrial (11,92%); rural (11,29%); a classe do poder público (1,64%) e por serviço público e iluminação pública (apenas 0,17%).

Assim, em nível de Brasil, observa-se a hegemonia da ESFV como fonte de energia na GD tanto em potência instalada quanto em número de conexões. Já em relação às classes consumidoras, observa-se a residencial e a comercial com forte contribuição na potência instalada, tendo o crescimento uma forte relação com os dois fatores supracitados (expansão das políticas públicas e crise hidroenergética).

#### 4.1.2. Estado do Rio de Janeiro

O crescimento da GD no estado do Rio de Janeiro é similar ao crescimento da GD em âmbito nacional, pois observa-se a semelhança entre o formato das curvas dos gráficos da Figura 50 com os mostrados na Figura 46, segundo dados da ANEEL (2019).

**Figura 50** – Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no estado do Rio de Janeiro.



Fonte: ANEEL (2019c).

O Estado tem 6.905 conexões por GD e uma potência instalada de aproximadamente 65,9 MW (Tabela 8), que corresponde a 4,8% da GD nacional e o coloca no 7º lugar no *ranking* estadual, conforme a Figura 47.

Como ocorrido em nível nacional, os gráficos da Figura 47 apontam para os mesmos indícios de que os fatores relacionados às políticas públicas de incentivo à GD e à crise hidroenergética também contribuíram para o crescimento da GD no estado do Rio de Janeiro.

Do ponto de vista relacionado aos tipos de geração de eletricidade e às fontes de energia primárias utilizadas na GD estadual; nota-se, inclusive, a hegemonia da ESFV seguida das CGHs, geração termoelétrica a GN e biogás e por último a energia eólica (Tabela 8).

**Tabela 8** – GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de fonte.

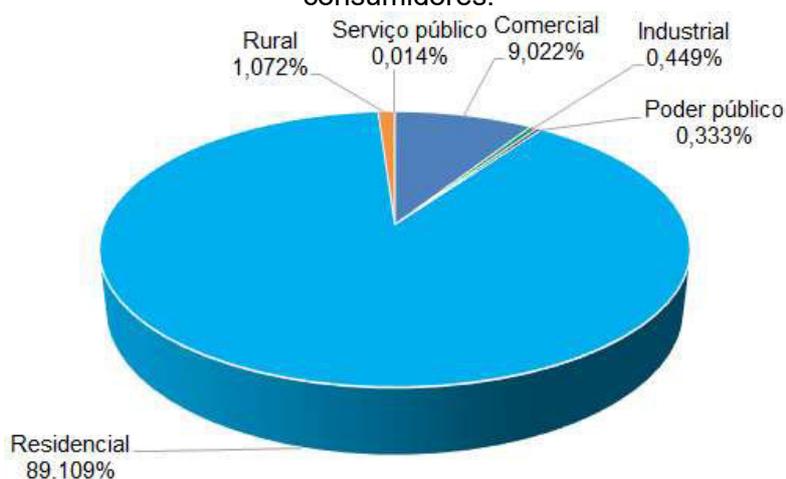
Tipo de geração de eletricidade	Fonte de energia primária	Quantidade anual de Conexões	Potência (kW)
Fotovoltaica	Radiação solar	6.897	56.369,31
Termoelétrica	GN	2	3.627,68
	Biogás (resíduo urbano)	2	2.000,00
CGH	Hídrica	4	3.900,00
Eólica	Cinética do vento	1	1,00
<b>Total</b>		<b>6.905</b>	<b>65.897,99</b>

Fonte: ANEEL (2019c).

Em geral, os sistemas de GD concentram-se nas regiões Metropolitana, seguida de Norte Fluminense e Lagos.

De acordo com a Figura 51, é possível verificar claramente que a classe residencial é responsável por 89,11% das conexões de GD, seguida da classe comercial com apenas 9%. E, assim como em nível nacional, percebe-se a baixa contribuição das demais classes de consumidores no Estado.

**Figura 51** – Percentual de conexões de GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de consumidores.

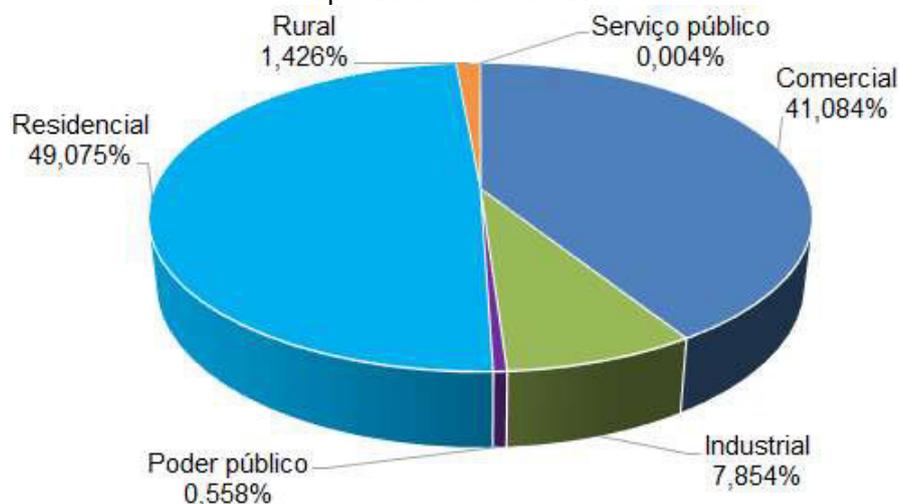


Fonte: ANEEL (2019c)

No que se refere à distribuição percentual da potência instalada por tipo de consumidores no Estado (Figura 52), nota-se o predomínio da classe

residencial com 49,075%; seguida da comercial com 41,084%; industrial com 7,854%; rural com 1,426% e classes públicas com irrisórios 0,562%.

**Figura 52** – Percentual de potência instalada por GD no estado do Rio de Janeiro por tipo de consumidores.

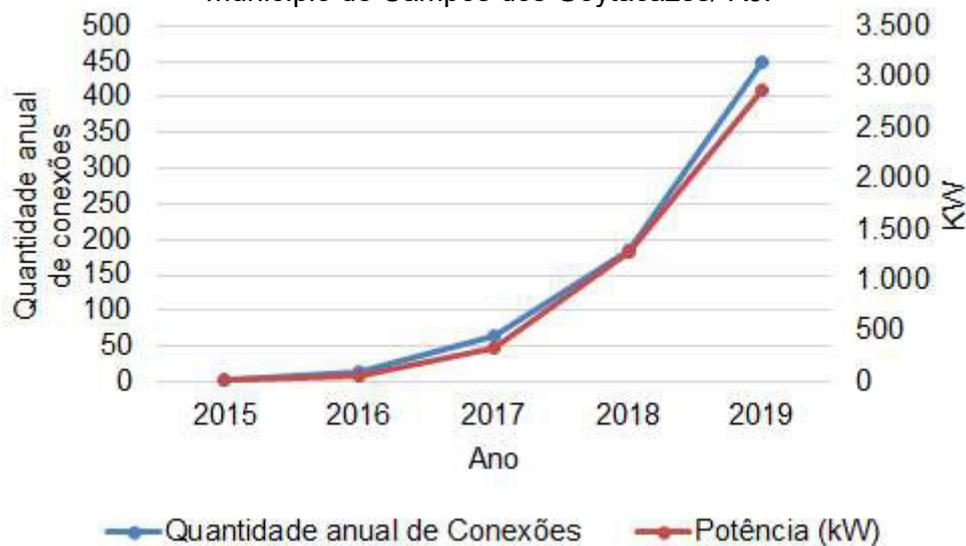


Fonte: ANEEL (2019c).

#### 4.1.3. Município de Campos dos Goytacazes/ RJ

A expansão da GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ (Figura 53) segue o mesmo comportamento verificado anteriormente em nível nacional e estadual (Figuras 46 e 50).

**Figura 53** – Quantidade anual de conexões e potência instalada por meio da GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.



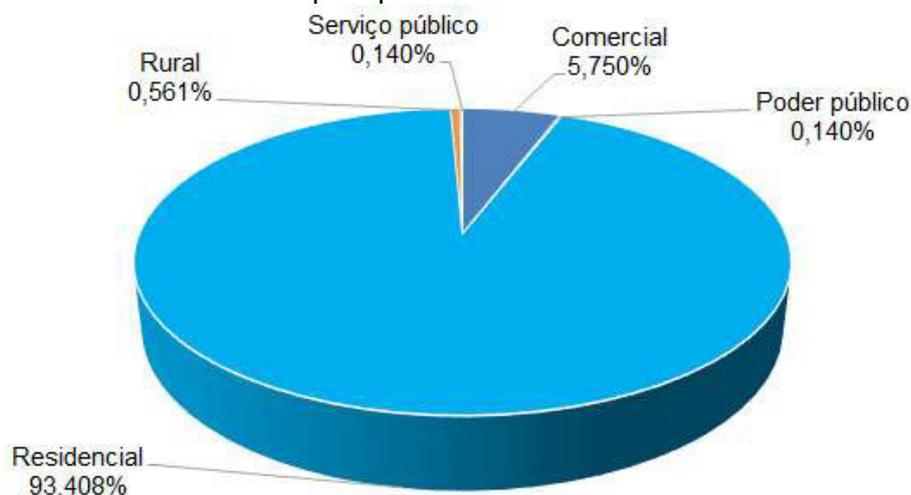
Fonte: ANEEL (2019c).

No total, o município tem 713 conexões e uma potência instalada de 4,55 MW, que corresponde a apenas 6,52% da potência instalada por GD no estado do Rio de Janeiro.

Diferentemente da realidade estadual e nacional, todos os sistemas de GD no município utilizam a ESFV como fonte geradora de eletricidade, segundo dados da ANEEL (2019c).

Do ponto de vista dos tipos de consumidores, a classe residencial é responsável por 93,41% das conexões realizadas; seguida da classe comercial com apenas 5,75% e as outras classes somadas alcançam um ínfimo percentual de 0,84%, conforme a Figura 54.

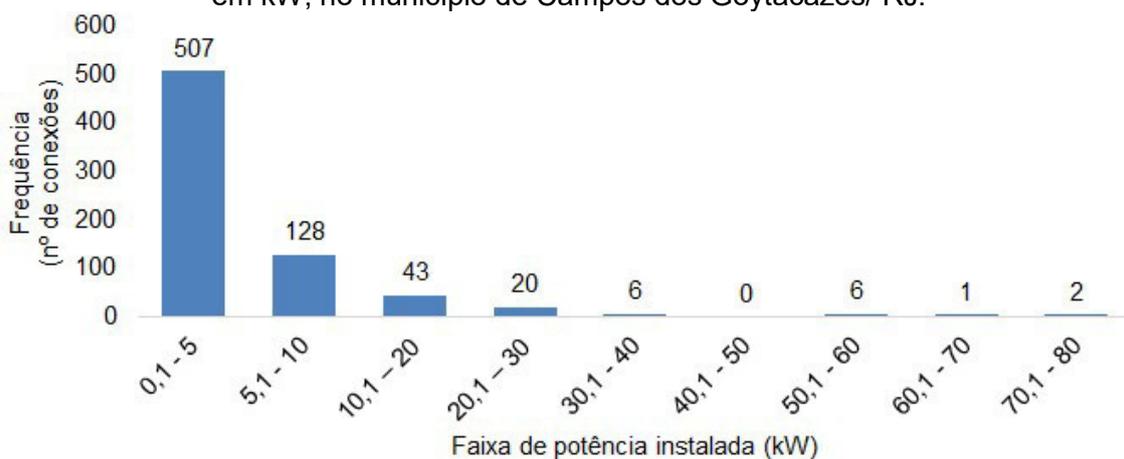
**Figura 54** – Percentual de conexões de GD no município de Campos dos Goytacazes/RJ por tipo de consumidores.



Fonte: ANEEL (2019c).

E realizando um histograma de frequência referente ao número de conexões por faixa de potência instalada (Figura 55), percebe-se o maior número de sistemas de GD na faixa entre 0,1 e 5 kW de potência, i.e., respectivamente, podem produzir uma média de 17 kWh a 650 kWh por mês.

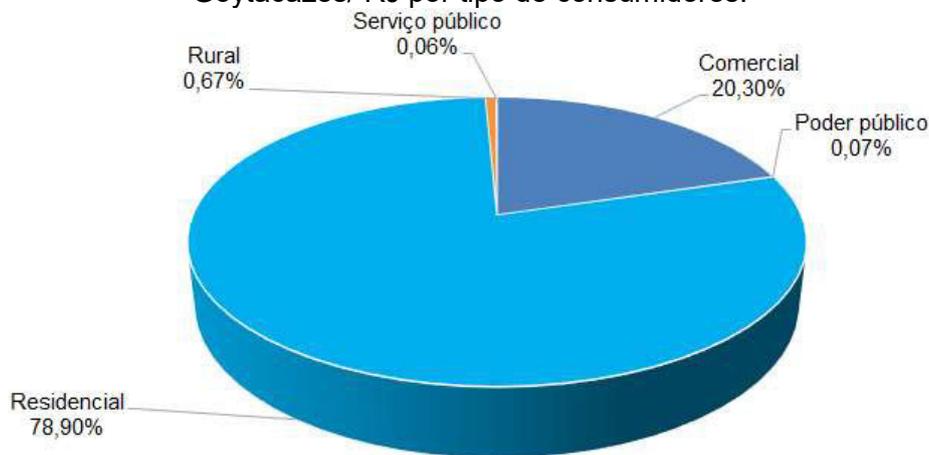
**Figura 55** – Histograma de frequência de conexões por faixa de potência instalada, em kW, no município de Campos dos Goytacazes/ RJ.



Fonte: ANEEL (2019c).

Entretanto, em relação ao percentual de potência instalada por GD no município, a hegemonia da classe residencial se reduz por conta da maior potência instalada da classe comercial a qual corresponde a 20,3% e, novamente, as classes públicas têm uma contribuição desprezível (Figura 56).

**Figura 56** – Percentual de potência instalada de GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ por tipo de consumidores.



Fonte: ANEEL (2019c).

#### 4.2. Avaliação do potencial energético solar e eólico no município de Campos dos Goytacazes/ RJ

As informações do potencial solar e eólico dos distritos que compõem o município foram realizadas de acordo com as coordenadas geográficas distritais a partir do CRESESB, conforme métodos propostos (Tabela 6).

**Tabela 9** – Potencial solar e eólico nos distritos do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

Região	Distrito	Coordenadas geográficas		Potencial Energético		
		Lat.	Long.	Solar		Eólico
				Irradiação média anual no plano horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irradiância média anual no plano horizontal (W/m <sup>2</sup> )	Densidade de Potência (W/m <sup>2</sup> )
Central	Centro	1°76'S	41°32'O	4,92	894,55	116,00
	Guarus	21°73'S	41°32'O	4,92	894,55	116,00
	Média			4,94	894,55	<b>166,33</b>
	Desvio Padrão			0,03	0	0
Baixada Campista	Santo Amaro	21°98'S	41°13'O	5,02	912,73	276,00
	Goitacazes	21°83'S	41°23'O	4,97	903,64	267,00
	São Sebastião	21°86'S	41°21'O	4,99	907,27	273,00
	Mussurepe	21°92'S	41°15'O	4,99	907,27	274,00
	Tocos	21°90'S	41°29'O	4,95	900,00	264,00
	Média			4,99	<b>906,18</b>	<b>270,80</b>
	Desvio Padrão			0,03	4,52	5,32
Norte	Travessão	21°61'S	41°31'O	4,9	890,91	191,00
	Morro do Coco	21°38'S	41°35'O	4,88	887,27	201,00
	Santo Eduardo	21°22'S	41°46'O	4,9	890,91	136,00
	Santa Maria	21°27'S	41°45'O	4,89	889,09	190,00
	Vila Nova	21°45'S	41°41'O	4,88	887,27	162,00
	Média			4,89	889,09	176,00
	Desvio Padrão			0,01	1,82	26,66
Serrana	Morangaba	21°73'S	41°60'O	4,76	865,45	151,00
	Ibitioca	21°82'S	41°47'O	4,85	881,82	226,00
	Serrinha	22°03'S	41°69'O	4,76	865,45	137,00
	Dores de Macabu	21°99'S	41°51'O	4,85	881,82	171,00
	Média			4,81	<b>873,64</b>	171,25
	Desvio Padrão			0,05	9,45	39,08

Fonte: CRESESB (2019b).

Na Tabela 9, pode-se observar que em relação ao potencial solar, inicialmente, os dados obtidos foram de irradiação solar, em kWh/m<sup>2</sup>/dia, e posteriormente, convertido em irradiância solar mediante à Equação 7. Para

isso, utilizou-se o tempo de insolação diária de 5,5 h para o município, conforme disponível no Atlas Solarimétrico brasileiro (CRESESB, 2000). Atribui-se, também, para utilização da Equação 7 uma área de  $1\text{m}^2$ .

Com isso, no que tange ao potencial solar é possível notar que dentre as quatro regiões do município destaca-se a Baixada Campista com irradiância média anual no plano horizontal de  $906,18 \pm 4,52 \text{ W/m}^2$ ; seguida da região Central do município com  $894,55 \text{ W/m}^2$ ; região Norte do município com  $889,09 \pm 1,82 \text{ W/m}^2$  e, por último, a região Serrana com  $873,64 \pm 9,45 \text{ W/m}^2$ .

Então, nota-se que a diferença entre a Baixada Campista e a região Serrana é de  $32,54 \text{ W/m}^2$  (3,59%). Além disso, na região Serrana observa-se um maior desvio padrão ( $9,45 \text{ W/m}^2$ ).

Vale destacar que, no Apêndice A, é apresentada graficamente a irradiação solar média ao longo dos 12 meses de cada distrito do município.

Ainda na Tabela 9, mas observando o potencial eólico das quatro regiões do município, é possível notar que, novamente a Baixada Campista, destaca-se com um potencial eólico (densidade de potência) de  $270,80 \pm 5,32 \text{ W/m}^2$ ; seguida da região Norte com  $176 \pm 26,66 \text{ W/m}^2$ ; região Serrana  $171,25 \pm 39,08 \text{ W/m}^2$  e, por último, a região Central com  $166,33 \text{ W/m}^2$ .

Então, observa-se que a diferença entre a Baixada Campista e a região Central é de  $104,47 \text{ W/m}^2$  (38,67%). Além disso, em decorrência do maior número de obstáculos (prédios e demais edificações), a região Central tem o maior desvio padrão com mais ou menos  $38,58 \text{ W/m}^2$ .

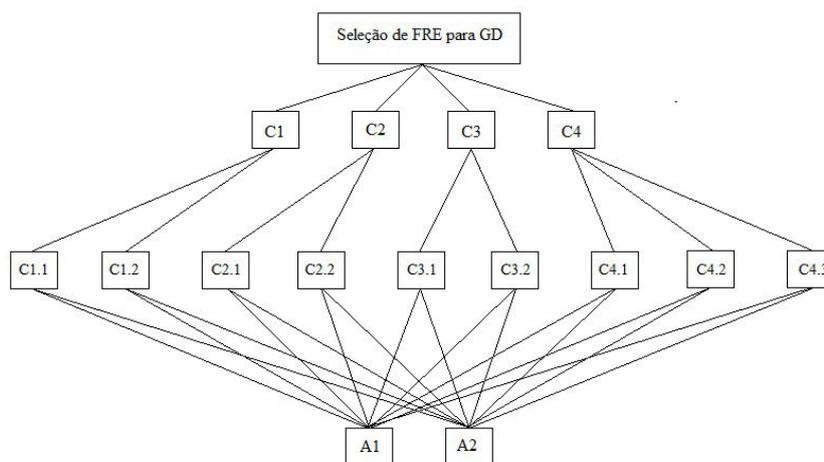
Vale destacar que a velocidade média anual do vento em cada um dos distritos do município está detalhada, graficamente, no Apêndice B deste trabalho.

Assim, pode-se verificar que o potencial solar é mais bem distribuído no território municipal, enquanto a potencial eólico tem maior variabilidade. Ressalta-se que, nesses dois parâmetros, a região da Baixada Campista se destaca, principalmente em função de sua topografia (planície), ausência de obstáculos e a proximidade com a faixa litorânea. Mas, em geral, o município de Campos dos Goytacazes tem um dos melhores potenciais eólico e solar do estado do Rio de Janeiro, corroborando as Figuras 14 e 27.

### 4.3. Seleção de fonte renovável de energia por região no município de Campos dos Goytacazes/ RJ

Diante do levantamento dos parâmetros quantitativos e qualitativos, a árvore da estrutura hierárquica referente à seleção da melhor FRE para GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ é mostrada na Figura 57.

**Figura 57** – Árvore da estrutura hierárquica para o problema de seleção de FRE para GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ à luz dos critérios e subcritérios adotados.



Fonte: elaboração própria.

A árvore hierárquica proposta apresenta de forma simplificada o problema a ser solucionado. Nela, são mostrados os quatro critérios e seus respectivos subcritérios e por fim, as duas alternativas viáveis.

Com isso, a árvore hierárquica proposta contribuirá para melhor visualização das comparações pareadas a ser utilizada no método AHP para cada região do município.

Realizando o estudo na região Central do município, observa-se que ela detém a maior densidade populacional e predial do município. Nesta pesquisa, a região Central do município reúne dois locais separados pelo rio Paraíba do Sul: Centro e Guarus (Figura 58).

**Figura 58** – Região Central do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.

Fonte: GOOGLE (2019).

O relevo da região Central do município plano, porém a alta densidade predial pode prejudicar a incidência e a densidade de potência do vento nessa região, conforme visto na Tabela 7.

Na área Central, agrupam-se as atividades comerciais e econômicas. Além disso, nessa região congrega o polo universitário do município. Já na área de Guarus, agrupam-se atividades comerciais e industriais (PINTO, 2006).

Então, a partir do levantamento dos parâmetros quantitativos e qualitativos descritos para o problema, foi desenvolvida uma tabela de pagamento (Tabela 10), congregando os atributos de valor dados aos subcritérios de forma concisa.

**Tabela 10** – Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para região Central do município.

Critérios	Subcritérios	Alternativas	
		ESFV (A1)	Eólica (A2)
C1 Técnico	S1.1 – Vida útil (anos)	25 – 30	20 – 25
	S1.2 – Eficiência de conversão (%)	5 – 28	35 – 50
C2 Econômico	S2.1 – Custo de aquisição (R\$/kW)	3.800,00	14.600,00
	S2.2 – Índice de Manutenção	Baixo	Baixo
C3 Social	S3.1 – Criação de empregos (emprego/MW)	88,46	11,54
	S3.2 – Aceitação pública	Muito alta	Muito baixa
C4 Ambiental	S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)	98,3	57
	S4.2 – Potencial energético (W/m <sup>2</sup> )	894,55	166,33
	S4.3 – Disponibilidade de espaço físico	Alta	Muito baixa

Fonte: ENERGIA PURA (2019); CRESESB (2019b); CE-EÓLICA (2019); HINRICHS; KLEINBACH; REIS (2014); VARUN; BHAT; PRAKASH (2009); HASHIMURA (2012).

Os dados contidos na tabela de pagamento foi o resultado das pesquisas bibliográficas, pesquisas de campo, orçamentos realizados junto às empresas especializadas em sistemas de energias renováveis e análise dos especialistas das áreas de energia e ambiental.

Com a tabela de pagamento estruturada, foi realizado um *Brainstorming* com três especialistas desde o julgamento pareado dos critérios e subcritérios com a atribuição dos referidos pesos até o resultado da melhor alternativa viável com auxílio do *software* IPÊ versão 1.0.

Na Tabela 11, pode-se observar a matriz de julgamento realizada pelos especialistas entre os critérios estabelecidos e de acordo com a escala fundamental de Saaty (Tabela 4).

**Tabela 11** – Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região Central do município.

	C1	C2	C3	C4
C1	1	1/6	1/5	1/3
C2	6	1	6	5
C3	1/5	1/6	1	1
C4	3	1/5	1	1

Fonte: elaboração própria.

Após o julgamento dos especialistas, utilizando o *software* IPÊ 1.0, obteve-se o resultado do cálculo de prioridades à luz dos critérios, resultando na Tabela 12.

**Tabela 12** – Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD na região Central do município.

<b>Cálculo das prioridades à luz dos critérios</b>	
<b>Critério</b>	<b>Valor</b>
C1	0,061
C2	0,616
C3	0,175
C4	0,147
$\Sigma$	0,999

Fonte: elaboração própria.

Todavia, a Tabela 12 resulta na sequência matemática apresentada na revisão de literatura sobre o método AHP (tópico 2.9). Então, para o alcance do cálculo de prioridades dos critérios; no primeiro momento, realiza-se o cálculo do autovetor ( $W_i$ ) (Equação 14) que, nesse caso, obteve-se aproximadamente 5,29.

Em seguida, realiza-se a normalização dos autovetores (Equação 15). Dessa maneira, foi possível estimar o autovetor  $\lambda_{\text{MÁX}}$  de aproximadamente 4,2418. Na sequência, foi calculado o IC de 0,0806 e, por fim, o RC igual a 0,092, denotando que a matriz de decisão foi consistente, uma vez que o  $\text{RC} > 1,0$ .

Então, é possível notar que os especialistas atribuíram maior peso ao critério econômico (C2) em relação aos demais critérios estabelecidos, ou seja, este resultado expressa a significativa importância dada a critério na escolha das FRE. Entretanto, percebeu-se, também, que os especialistas ponderaram o impacto positivo do critério social (0,175), seguido do ambiental (0,147) no julgamento dos critérios.

A Figura 59 resume os julgamentos pareados realizados pelos especialistas sobre os subcritérios à luz dos critérios atribuídos à região Central do município.

**Figura 59** – Matrizes de julgamentos dos subcritérios à luz dos critérios para região Central do município.

Técnico			Econômico			
	<b>S 1.1</b>	<b>S 1.2</b>		<b>S 2.1</b>	<b>S 2.2</b>	
<b>S 1.1</b>	1	1/3	<b>S 2.1</b>	1	8	
<b>S 1.2</b>	3	1	<b>S 2.2</b>	1/8	1	
RC = 0			RC = 0			
Social			Ambiental			
	<b>S 3.1</b>	<b>S 3.2</b>		<b>S 4.1</b>	<b>S 4.2</b>	<b>S 4.3</b>
<b>S 3.1</b>	1	1/8	<b>S 4.1</b>	1	1/6	1/7
<b>S 3.2</b>	8	1	<b>S 4.2</b>	6	1	1/3
RC = 0			<b>S 4.3</b>	7	3	1
			RC = 0,087			

Fonte: elaboração própria.

Primeiramente, percebe-se que as matrizes de pesos são consistentes, pois os valores de RC de cada matriz foram menores que 1.

No julgamento pareado dos subcritérios vida útil dos sistemas de geração (S1.1) e eficiência de conversão (S1.2) referentes ao critério técnico (C1), os especialistas não ponderaram com pesos elevados.

Em relação aos julgamentos pareados entre os subcritérios do critério econômico (C2), os especialistas atribuíram maior peso para o custo de aquisição dos equipamentos (S2.1) em relação ao índice de manutenção (S2.2).

No que tange aos subcritérios contidos no critério Social (C3), sobressaiu a aceitação pública (S3.2) em relação à criação de empregos (S3.1), uma vez que, segundo o estudo realizado no tópico 4.1 deste trabalho, é maciça a utilização da ESFV para GD tanto em nível nacional, quanto estadual e também na municipal.

Entre os subcritérios relacionados ao critério ambiental (C4), a necessidade de espaço físico (C4.3) seguida do potencial energético (C4.2) obtiveram os maiores pesos se comparados com a emissão de CO<sub>2</sub>, uma vez tanto o espaço físico como também potencial energético local têm considerável influência na escolha da tecnologia empregada para GD densamente ocupadas.

Em seguida, foi realizado o julgamento pareado das alternativas (A1 e A2) à luz dos subcritérios para região Central do município, sendo os pesos atribuídos pelos especialistas e apoiados pelo *software* IPÊ 1.0 (Figura 60).

**Figura 60** – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Central do município.

C1 – Técnico	C2 – Econômico	C3 – Social	C4 – Ambiental																																													
<p>S1.1 – Vida útil</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/2</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	2	A2	1/2	1	<p>S2.1 – Custo de aquisição</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>7</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/7</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	7	A2	1/7	1	<p>S3.1 – Criação de empregos</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>6</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/6</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	6	A2	1/6	1	<p>S4.1 – Emissão de CO<sub>2</sub></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/5</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>5</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/5	A2	5	1									
	A1	A2																																														
A1	1	2																																														
A2	1/2	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	7																																														
A2	1/7	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	6																																														
A2	1/6	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	1/5																																														
A2	5	1																																														
<p>S1.2 – Eficiência de conversão</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/5</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>5</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/5	A2	5	1	<p>S2.2 – Índice de Manutenção</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/3</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>3</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/3	A2	3	1	<p>S3.2 – Aceitação pública</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>8</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/8</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	8	A2	1/8	1	<p>S4.2 – Potencial energético</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>7</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/7</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table> <p>S4.3 – Disponibilidade de espaço físico</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>7</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/7</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	7	A2	1/7	1		A1	A2	A1	1	7	A2	1/7	1
	A1	A2																																														
A1	1	1/5																																														
A2	5	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	1/3																																														
A2	3	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	8																																														
A2	1/8	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	7																																														
A2	1/7	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	7																																														
A2	1/7	1																																														

Fonte: elaboração própria.

Diante das matrizes de julgamentos (Figura 60) e da sequência matemática do método AHP auxiliada pelo *software* IPÊ 1.0, foram ordenadas as prioridades, as alternativas viáveis para cada subcritério, sendo o resultado apresentado na Tabela 13.

**Tabela 13** – Ordenações de prioridades obtidas a partir do cálculo de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Central do município.

Alternativas	Subcritérios								
	S1.1	S1.2	S2.1	S2.2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S4.3
<b>A1</b>	<b>0,667</b>	0,167	<b>0,875</b>	0,25	<b>0,857</b>	<b>0,889</b>	0,167	<b>0,875</b>	<b>0,875</b>
<b>A2</b>	0,333	0,833	0,125	0,75	0,143	0,111	0,833	0,125	0,125

Fonte: elaboração própria.

Nota-se, na Tabela 13, que a alternativa A1 (ESFV) obteve maior prioridade em seis dos nove subcritérios (valores em negrito) em relação à alternativa A2 (energia eólica).

Dessa maneira, ao final da aplicação, o método AHP pelos especialistas, a conclusão gerada foi de 79,1% para ESFV e 20,9% para energia eólica, tendo esse resultado um RC de 0,092 (valor de  $RC \leq 0,10$ ). Logo, o resultado indica que para região Central do município de Campos dos Goytacazes/ RJ a ESFV é a melhor alternativa viável para geração de eletricidade por meio da GD.

Tal resultado corrobora Pinto (2013), uma vez que a densidade predial da área Central do município gera obstáculos e aumenta a rugosidade do local, diminuindo a densidade de potência eólica para aplicações de GD.

Agora, a região da Baixada Campista detém maiores densidades populacionais e prediais apenas nas sedes dos distritos, entretanto predomina um relevo de planície com grandes extensões de terra (Figura 61).

**Figura 61** – Região da Baixada Campista.

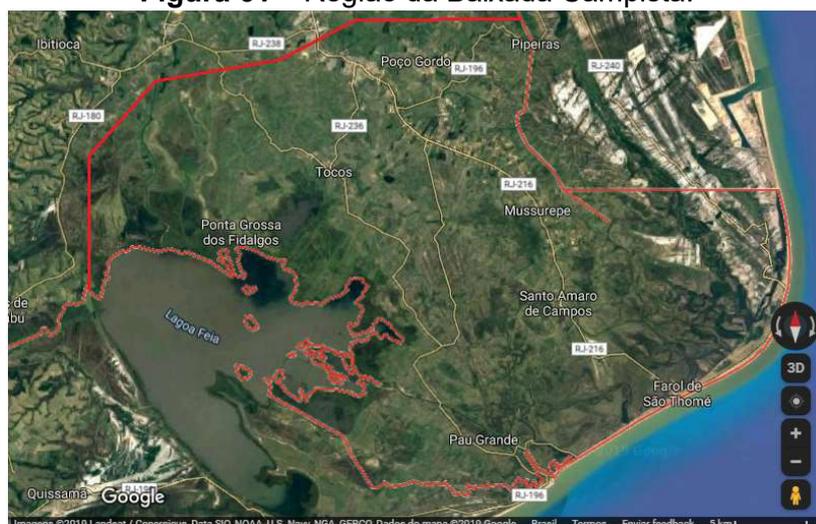


Figura: GOOGLE (2019).

Na Baixada Campista, as grandes áreas de planície são utilizadas, em geral, para o plantio de cana de açúcar e criação de gado (PINTO, 2006). Além

disso, nessa região concentra-se o polo cerâmico e atividades pesqueiras na praia do Farol de São Thomé e na Lagoa Feia (Figura 61).

Da mesma forma que na região Central do município, foi montada a tabela de pagamento (Tabela 14) com parâmetros quantitativos e qualitativos descritos para o problema.

**Tabela 14** – Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para Baixada Campista.

Critérios	Subcritérios	Alternativas	
		ESFV (A1)	Eólica (A2)
C1 Técnico	S1.1 – Vida útil (anos)	25 – 30	20 – 25
	S1.2 – Eficiência de conversão (%)	5 – 28	35 – 50
C2 Econômico	S2.1 – Custo de aquisição (R\$/kW)	3.800,00	14.600,00
	S2.2 – Índice de Manutenção	Baixo	Baixo
C3 Social	S3.1 – Criação de empregos (emprego/MW)	88,46	11,54
	S3.2 – Aceitação pública	Muito alta	Muito baixa
C4 Ambiental	S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)	98,3	57
	S4.2 – Potencial energético (W/m <sup>2</sup> )	906,82	271,75
	S4.3 – Disponibilidade de espaço físico	Muito alta	Alta

Fonte: ENERGIA PURA (2019); CRESESB (2019b); CE-EÓLICA (2019); HINRICHS; KLEINBACH; REIS (2014); VARUN; BHAT; PRAKASH (2009); HASHIMURA (2012).

Seguindo o mesmo método empregado na região Central, ocorreu um *Brainstorming* com três especialistas das áreas de energia e ambiental para realização do julgamento pareado com auxílio do *software* IPÊ, versão 1.0. Nota-se, então, que a tabela de pagamento da região da Baixada Campista (Tabela 14) distinguiu-se da tabela de pagamento da região Central pelos subcritérios de potencial energético (S 4.2) e disponibilidade de espaço físico (S 4.3) referentes ao critério ambiental.

Dessa forma, a Tabela 15 mostra a matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista.

**Tabela 15** – Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista.

	C1	C2	C3	C4
C1	1	1/6	1/5	1/6
C2	6	1	6	3
C3	1/5	1/6	1	1/2
C4	6	1/3	2	1

Fonte: elaboração própria.

Após a etapa de julgamento dos critérios para região da Baixada Campista, os especialistas obtiveram o resultado do cálculo de prioridades à luz dos critérios, conforme a Tabela 16.

**Tabela 16** – Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista.

<b>Cálculo das prioridades à luz dos critérios</b>	
<b>Critério</b>	<b>Valor</b>
C1	0,053
C2	0,557
C3	0,148
C4	0,241
$\Sigma$	0,999

Fonte: elaboração própria.

Assim como ocorrido na região Central, os especialistas atribuíram maior peso ao critério econômico (C2) em relação aos demais critérios, ficando o C1 com valor de 0,557 (valor em negrito). Entretanto, para Baixada Campista esse critério teve menor prioridade se comparado com o valor encontrado na região Central (0,616). Isso porque, para Baixada Campista, os especialistas ponderaram menores pesos para os critérios técnicos (C1) e econômicos (C2) em relação ao critério ambiental (C4), em função das características da Baixada Campista.

Nessa linha de pensamento, a matriz de julgamento pareado realizado nos subcritérios para região da Baixada Campista, é mostrada na Figura 62. Nela, é possível notar que os especialistas alteraram os julgamentos entre os subcritérios contidos no critério ambiental (C4) em relação ao mesmo julgamento realizado na região Central, aumentando, na Baixada Campista, os pesos atribuídos aos subcritérios relacionados ao potencial energético (S 4.2 e disponibilidade espaço físico (S 4.3). Ressalta-se que a Baixada Campista tem maior potencial energético tanto solar quanto eólico e a maior disponibilidade de espaço físico para implantação dos sistemas de geração de energia.

**Figura 62** – Matrizes de julgamentos dos subcritérios à luz dos critérios para Baixada Campista.

Técnico			Econômico				
	<b>S 1.1</b>	<b>S 1.2</b>		<b>S 2.1</b>	<b>S 2.2</b>		
<b>S 1.1</b>	1	1/3	<b>S 2.1</b>	1	8		
<b>S 1.2</b>	3	1	<b>S 2.2</b>	1/8	1		
RC = 0			RC = 0				
Social			Ambiental				
	<b>S 3.1</b>	<b>S 3.2</b>		<b>S 4.1</b>	<b>S 4.2</b>	<b>S 4.3</b>	
<b>S 3.1</b>	1	1/8	<b>S 4.1</b>	1	1/7	1/8	
<b>S 3.2</b>	8	1	<b>S 4.2</b>	7	1	1	
RC = 0			<b>S 4.3</b>				
			8			1	1
			RC = 0,002				

Fonte: elaboração própria.

Em seguida, foi realizado o julgamento pareado das alternativas à luz dos subcritérios, obtendo as matrizes de julgamentos mostrados na Figura 63.

**Figura 63** – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para Baixada Campista.

C1 – Técnico	C2 – Econômico	C3 – Social	C4 – Ambiental
S1.1 – Vida útil	S2.1 – Custo de aquisição	S3.1 – Criação de empregos	S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub>
<b>A1</b>	<b>A1</b>	<b>A1</b>	<b>A1</b>
1	1	1	1
2	7	6	1/5
<b>A2</b>	<b>A2</b>	<b>A2</b>	<b>A2</b>
1/2	1/7	1/6	5
1	1	1	1
S1.2 – Eficiência de conversão	S2.2 – Índice de Manutenção	S3.2 – Aceitação pública	S4.2 – Potencial energético
<b>A1</b>	<b>A1</b>	<b>A1</b>	<b>A1</b>
1	1	1	1
1/5	1/3	8	5
<b>A2</b>	<b>A2</b>	<b>A2</b>	<b>A2</b>
5	3	1/8	1/5
1	1	1	1
			S4.3 – Disponibilidade de espaço físico
			<b>A1</b>
			1
			2
			<b>A2</b>
			1/2
			1

Fonte: elaboração própria.

Verifica-se, pela Figura 63, a mudança dos pesos relacionados às alternativas à luz dos subcritérios S 4.2 e S 4.3; pois, no subcritério S 4.2 os especialistas atribuíram “forte” preferência (peso 5) para A1 em relação a A2, mostrando que, na Baixada Campista, existe um potencial energético eólico maior; aumentando, assim, a força de A2 em relação a A1 se comparado com o julgamento realizado na região Central, em que os especialistas julgaram uma preferência “muito forte” (peso 7) para A1 em relação a A2 (Figura 60).

Percebe-se, também, a mudança no peso atribuído às alternativas à luz

do subcritério S 4.3, pois para Baixada Campista foi atribuída uma preferência situada “*entre igual ou moderada*” (peso 2) entre A1 em relação a A2, reforçando a ideia de que a Baixada Campista tem mais espaço físico para instalação de sistemas eólicos se comparada com a região Central do município, onde esse mesmo julgamento foi de preferência “*muito forte*” para A1 em relação a A2 (Figura 60).

Dessa maneira, foi gerada uma ordenação de prioridades obtida a partir do cálculo de prioridades das alternativas em relação a cada subcritério considerado (Tabela 17).

**Tabela 17** – Ordenações de prioridades das alternativas à luz dos subcritérios para Baixada Campista.

Alternativas	Subcritérios								
	S1.1	S1.2	S2.1	S2.2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S4.3
<b>A1</b>	<b>0,667</b>	0,167	<b>0,875</b>	0,25	<b>0,857</b>	<b>0,889</b>	0,167	<b>0,833</b>	<b>0,667</b>
<b>A2</b>	0,333	0,833	0,125	0,75	0,143	0,111	0,833	0,167	0,333

Fonte: elaboração própria.

Percebe-se, na Tabela 17, que, em função das alterações realizadas apenas nos subcritérios S 4.2 e S 4.3, somente nesses subcritérios os valores foram distintos em relação às alternativas se comparado com os resultados de ordenação de prioridades obtidos para região Central (Tabela 13).

Com isso, o resultado final obtido pela aplicação do AHP no *software* IPÊ 1.0 para região da Baixada Campista do município indica que a alternativa mais viável para geração de eletricidade por GD é a ESFV, pois ela alcançou 76,74% e a energia eólica 23,26% com RC de 0,1 (valor de  $RC \leq 0,10$ ).

Seguindo o mesmo procedimento metodológico utilizado para as regiões Central e Baixada Campista, aplicou-se o método AHP com auxílio do *software* IPÊ 1.0 na região da Norte do município (Figura 64).



Assim, a tabela de pagamento da região Norte (Tabela 18) seguiu a mesma estrutura das duas regiões anteriores (Tabelas 10 e 14), permanecendo os mesmos valores de referência para os subcritérios relacionados aos critérios técnico (C1), econômico (C2) e social (C3). Todavia, o valor do subcritério C 4.2 na tabela de pagamento da região Norte foi similar ao visto para região Central e para o subcritério C 4.3 os especialistas atribuíram a mesma escala dada na Baixada Campista, pois eles entenderam que as duas regiões (Norte e Baixada Campista) têm as mesmas características de disponibilidade de espaço físico para implementação das duas tecnologias de sistemas de geração de eletricidade propostas como alternativas viáveis.

Então, a matriz com o julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região Norte do município permaneceu igual à matriz de julgamento da região da Baixada Campista (Tabela 15) e da mesma forma resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD na região da Baixada Campista (Tabela 16).

Seguindo a aplicação do método AHP para região Norte do município, as matrizes de julgamento dos subcritérios à luz dos critérios como também as matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Norte do município foram, respectivamente, iguais à região da Baixada Campista (Figuras 62 e 63) pelos mesmos argumentos supracitados para essa região.

Na sequência do método AHP, obtiveram-se ordenações de prioridades das alternativas em cada subcritério (Tabela 19) muito similar às verificadas na região da Baixada Campista (Tabela 17), com exceção do subcritério S 4.2 que na Tabela 17 indicou como prioridade a A1 com 0,857 e A2 com 0,143.

**Tabela 19** – Ordenações de prioridades obtidas a partir do cálculo de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Norte do município.

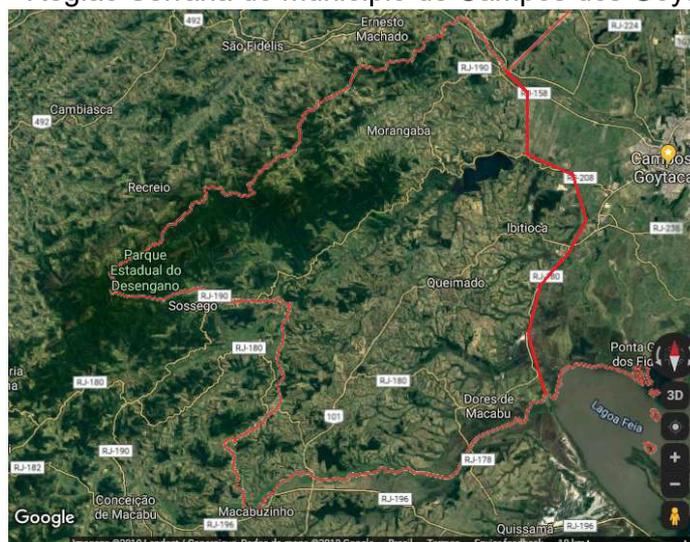
Alternativas	Subcritérios								
	S1.1	S1.2	S2.1	S2.2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S4.3
<b>A1</b>	<b>0,667</b>	0,167	<b>0,875</b>	0,25	<b>0,857</b>	<b>0,889</b>	0,167	<b>0,857</b>	<b>0,667</b>
<b>A2</b>	0,333	0,833	0,125	0,75	0,143	0,111	0,833	0,143	0,333

Fonte: elaboração própria.

Assim, após todo procedimento do método AHP aponta a ESFV como a melhor alternativa viável para GD na região Norte do município, pois como resultado do método, a ESFV alcançou 77% e a energia eólica 23%, ficando o RC de 0,1 (valor de  $RC \leq 0,10$ ).

A última região estudada foi a Serrana do município (Figura 67). Ela detém as maiores densidades populacionais e domiciliares apenas nas sedes dos distritos. Entretanto, predomina um relevo em que prevalecem os morros e montanhas. Nessa região, as grandes extensões de terra são utilizadas, em geral, para agricultura e pecuária. Além disso, existem na região atividades extrativistas minerais e agroturismo (PINTO, 2006).

**Figura 65** – Região Serrana do município de Campos dos Goytacazes/ RJ.



Fonte: GOOGLE (2019).

A mesma metodologia foi aplicada na região Serrana conforme as outras três regiões. Dessa forma, a tabela de pagamento da região Serrana é apresentada na Tabela 20.

**Tabela 20** – Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados para região Serrana do município.

Critérios	Subcritérios	Alternativas	
		ESFV (A1)	Eólica (A2)
C1 Técnico	S1.1 – Vida útil (anos)	25 – 30	20 – 25
	S1.2 – Eficiência de conversão (%)	5 – 28	35 – 50
C2 Econômico	S2.1 – Custo de aquisição (R\$/kW)	3.800,00	14.600,00
	S2.2 – Índice de Manutenção	Baixo	Baixo
C3 Social	S3.1 – Criação de empregos (emprego/MW)	88,46	11,54
	S3.2 – Aceitação pública	Muito alta	Muito baixa
C4 Ambiental	S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)	98,3	57
	S4.2 – Potencial energético (W/m <sup>2</sup> )	873,64	171,25
	S4.3 – Disponibilidade de espaço físico	Muito alta	Média

Fonte: ENERGIA PURA (2019); CRESESEB (2019b); CE-EÓLICA (2019); HINRICHS; KLEINBACH; REIS (2014); VARUN; BHAT; PRAKASH (2009); HASHIMURA (2012).

Assim como nas demais regiões, a tabela de pagamento da região Serrana difere-se das demais nos subcritérios de potencial energético (S 4.2) e disponibilidade de espaço físico (S 4.3). Mas, entre as regiões Serrana e Norte, observa-se uma maior similaridade entre o potencial energético solar (Serrana de 873,64 W/m<sup>2</sup> e Norte de 889,09 W/m<sup>2</sup>), como também o potencial energético eólico (Serrana com 171,25 W/m<sup>2</sup> e Norte com 176 W/m<sup>2</sup>).

O subcritério de disponibilidade de espaço físico ficou distinto, pois atribuiu-se para região Serrana uma disponibilidade de espaço físico “*muita alta*” para a energia solar, e para a eólica foi atribuída uma disponibilidade “*média*”, uma vez que a energia eólica sofre considerável influência em função do relevo local (PINTO, 2013).

Com a análise realizada sobre a tabela de pagamento (Tabela 20), a matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE para GD na região Serrana ficou igual à matriz de julgamento das regiões da Baixada Campista (Tabela 15) e Norte o que resultou no mesmo cálculo de prioridades à luz dos critérios para seleção das FRE e, por consequência, a mesma matriz de julgamento dos subcritérios à luz dos critérios.

Contudo, as matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Serrana (Figura 66) ficaram diferentes da região Norte no que se refere aos subcritérios S 4.2 e S 4.3.

**Figura 66** – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para região Serrana do município.

C1 – Técnico	C2 – Econômico	C3 – Social	C4 – Ambiental																																													
<p>S1.1 – Vida útil</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/2</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	2	A2	1/2	1	<p>S2.1 – Custo de aquisição</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>7</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/7</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	7	A2	1/7	1	<p>S3.1 – Criação de empregos</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>6</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/6</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	6	A2	1/6	1	<p>S4.1 – Emissão de CO<sub>2</sub></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/5</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>5</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/5	A2	5	1									
	A1	A2																																														
A1	1	2																																														
A2	1/2	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	7																																														
A2	1/7	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	6																																														
A2	1/6	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	1/5																																														
A2	5	1																																														
<p>S1.2 – Eficiência de conversão</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/5</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>5</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/5	A2	5	1	<p>S2.2 – Índice de Manutenção</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>1/3</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>3</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	1/3	A2	3	1	<p>S3.2 – Aceitação pública</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>8</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/8</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	8	A2	1/8	1	<p>S4.2 – Potencial energético</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>6</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/6</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table> <p>S4.3 – Disponibilidade de espaço físico</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A1</th> <th>A2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>A1</th> <td>1</td> <td>5</td> </tr> <tr> <th>A2</th> <td>1/5</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>		A1	A2	A1	1	6	A2	1/6	1		A1	A2	A1	1	5	A2	1/5	1
	A1	A2																																														
A1	1	1/5																																														
A2	5	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	1/3																																														
A2	3	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	8																																														
A2	1/8	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	6																																														
A2	1/6	1																																														
	A1	A2																																														
A1	1	5																																														
A2	1/5	1																																														

Fonte: elaboração própria.

Diferentemente da região Norte, os especialistas atribuíram “*forte e muito forte*” (peso 6) para energia solar em relação à eólica no subcritério S 4.2 e “*entre igual e moderado*” para energia solar em relação à eólica no subcritério S 4.3,

sendo essa decisão balizada pelos dados de potencial energético da região e das características físicas do local em questão, respectivamente.

Logo, a Tabela 21 exibe as ordenações de prioridades obtidas a partir do cálculo de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Serrana do município.

**Tabela 21** – Ordenações de prioridades das alternativas em cada subcritério considerado para região Serrana do município.

Alternativas	Subcritérios								
	S1.1	S1.2	S2.1	S2.2	S3.1	S3.2	S4.1	S4.2	S4.3
<b>A1</b>	<b>0,667</b>	0,167	<b>0,875</b>	0,25	<b>0,857</b>	<b>0,889</b>	0,167	<b>0,857</b>	<b>0,833</b>
<b>A2</b>	0,333	0,833	0,125	0,75	0,143	0,111	0,833	0,143	0,167

Fonte: elaboração própria.

Nota-se, pela Tabela 21, que, assim como nas outras três regiões estudadas, a alternativa A1 conseguiu maior prioridade em seis dos nove subcritérios estudados. Todavia, em função das análises anteriores para região Serrana, as alternativas tiveram ordenações de prioridades diferentes para os subcritérios S 4.2 e S 4.3.

Ao final da análise, pelo método AHP, observa-se que a ESFV alcançou 78,93% e a energia eólica 21,07% com RC de 0,1 (valor de  $RC \leq 0,10$ ), que indica a ESFV também como a melhor alternativa viável para região Serrana do município.

Em resumo, a ESFV foi a melhor alternativa viável como fonte de energia primária para produção de eletricidade por meio da GD para todo município, comprovando a tendência supracitada nas discussões sobre o panorama da GD.

Em função desse resultado, realizou-se um cenário com simulações nas quatro regiões partindo da premissa de equiparação do custo de aquisição dos sistemas e, conseqüentemente, a minimização do critério econômico sobre os demais. Esse cenário foi criado a fim de verificar se o critério econômico e seus respectivos subcritérios poderiam influenciar nos primeiros resultados apresentados. Como isso, a Figura 67 mostra as matrizes de julgamentos pareados entre os critérios para seleção da FRE para GD nas quatro regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ para esse cenário.

**Figura 67** – Simulações das matrizes de julgamentos pareados entre os critérios para seleção da FRE para GD em cada região.

Região Central					Região da Baixada Campista				
	C1	C2	C3	C4		C1	C2	C3	C4
<b>C1</b>	1	1/4	1/5	1/3	<b>C1</b>	1	1/4	1/5	1/6
<b>C2</b>	4	1	4	3	<b>C2</b>	4	1	4	1
<b>C3</b>	5	1/4	1	1	<b>C3</b>	5	1/4	1	1/2
<b>C4</b>	3	1/3	1	1	<b>C4</b>	6	1	2	1

Região Norte					Região Serrana				
	C1	C2	C3	C4		C1	C2	C3	C4
<b>C1</b>	1	1/6	1/5	1/6	<b>C1</b>	1	1/4	1/3	1/6
<b>C2</b>	6	1	4	1	<b>C2</b>	4	1	4	1
<b>C3</b>	5	1/4	1	1/2	<b>C3</b>	3	1/4	1	1/2
<b>C4</b>	6	1	2	1	<b>C4</b>	6	1	2	1

Fonte: elaboração própria.

Então, em geral, com o novo cenário houve a diminuição do peso atribuído ao critério econômico (C2) em relação aos demais critérios. Com isso, os valores dos cálculos de prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD a partir do cenário proposto para cada região é mostrado na Tabela 22.

**Tabela 22** – Resultados dos cálculos das prioridades à luz dos critérios para seleção da FRE para GD a partir de simulações em cada região.

Cálculo das prioridades à luz dos critérios				
Critério	Valores			
	Central	Baixada	Norte	Serrana
C1	0,077	0,063	0,070	0,070
C2	0,515	0,395	0,402	0,402
C3	0,217	0,185	0,160	0,160
C4	0,190	0,357	0,369	0,369
$\Sigma$	0,999	1,0	1,001	1,001

Fonte: elaboração própria.

Com a diminuição do peso atribuído ao critério econômico, houve uma melhor distribuição de prioridades à luz dos critérios, contudo o critério em questão continuou contendo o maior valor e, dessa forma, mostrando a “força” desse critério frente aos outros.

Nas matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios é possível observar os pesos conferidos entre os julgamentos pareados dos subcritérios para cada critério (Figuras 68a, 68b, 68c e 68d).

**Figura 68** – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios a partir de simulação em cada região, sendo: (a) região Central; (b) Baixada Campista; (c) Norte; e (d) Serrana.

<p>Região Central</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Técnico</th> <th colspan="2">Econômico</th> </tr> <tr> <th>S 1.1</th> <th>S 1.2</th> <th>S 2.1</th> <th>S 2.2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 1.1</td> <td>1    1/3</td> <td>S 2.1</td> <td>1    4</td> </tr> <tr> <td>S 1.2</td> <td>3    1</td> <td>S 2.2</td> <td>1/4    1</td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Social</th> <th colspan="3">Ambiental</th> </tr> <tr> <th>S 3.1</th> <th>S 3.2</th> <th>S 4.1</th> <th>S 4.2</th> <th>S 4.3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 3.1</td> <td>1    1/8</td> <td>S 4.1</td> <td>1    1/6    1/7</td> <td></td> </tr> <tr> <td>S 3.2</td> <td>8    1</td> <td>S 4.2</td> <td>6    1    1/3</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>S 4.3</td> <td>7    3    1</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p>	Técnico		Econômico		S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2	S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4	S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1	Social		Ambiental			S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3	S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/6    1/7		S 3.2	8    1	S 4.2	6    1    1/3				S 4.3	7    3    1		<p>Região da Baixada Campista</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Técnico</th> <th colspan="2">Econômico</th> </tr> <tr> <th>S 1.1</th> <th>S 1.2</th> <th>S 2.1</th> <th>S 2.2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 1.1</td> <td>1    1/3</td> <td>S 2.1</td> <td>1    4</td> </tr> <tr> <td>S 1.2</td> <td>3    1</td> <td>S 2.2</td> <td>1/4    1</td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Social</th> <th colspan="3">Ambiental</th> </tr> <tr> <th>S 3.1</th> <th>S 3.2</th> <th>S 4.1</th> <th>S 4.2</th> <th>S 4.3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 3.1</td> <td>1    1/8</td> <td>S 4.1</td> <td>1    1/7    1/8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>S 3.2</td> <td>8    1</td> <td>S 4.2</td> <td>7    1    1</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>S 4.3</td> <td>8    1    1</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0,002</p>	Técnico		Econômico		S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2	S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4	S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1	Social		Ambiental			S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3	S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8		S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1				S 4.3	8    1    1	
Técnico		Econômico																																																																																	
S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2																																																																																
S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4																																																																																
S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1																																																																																
Social		Ambiental																																																																																	
S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3																																																																															
S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/6    1/7																																																																																
S 3.2	8    1	S 4.2	6    1    1/3																																																																																
		S 4.3	7    3    1																																																																																
Técnico		Econômico																																																																																	
S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2																																																																																
S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4																																																																																
S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1																																																																																
Social		Ambiental																																																																																	
S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3																																																																															
S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8																																																																																
S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1																																																																																
		S 4.3	8    1    1																																																																																
(a)	(b)																																																																																		
<p>Região Norte</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Técnico</th> <th colspan="2">Econômico</th> </tr> <tr> <th>S 1.1</th> <th>S 1.2</th> <th>S 2.1</th> <th>S 2.2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 1.1</td> <td>1    1/3</td> <td>S 2.1</td> <td>1    4</td> </tr> <tr> <td>S 1.2</td> <td>3    1</td> <td>S 2.2</td> <td>1/4    1</td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Social</th> <th colspan="3">Ambiental</th> </tr> <tr> <th>S 3.1</th> <th>S 3.2</th> <th>S 4.1</th> <th>S 4.2</th> <th>S 4.3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 3.1</td> <td>1    1/8</td> <td>S 4.1</td> <td>1    1/7    1/8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>S 3.2</td> <td>8    1</td> <td>S 4.2</td> <td>7    1    1</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>S 4.3</td> <td>8    3    1</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p>	Técnico		Econômico		S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2	S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4	S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1	Social		Ambiental			S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3	S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8		S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1				S 4.3	8    3    1		<p>Região Serrana</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Técnico</th> <th colspan="2">Econômico</th> </tr> <tr> <th>S 1.1</th> <th>S 1.2</th> <th>S 2.1</th> <th>S 2.2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 1.1</td> <td>1    1/3</td> <td>S 2.1</td> <td>1    4</td> </tr> <tr> <td>S 1.2</td> <td>3    1</td> <td>S 2.2</td> <td>1/4    1</td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Social</th> <th colspan="3">Ambiental</th> </tr> <tr> <th>S 3.1</th> <th>S 3.2</th> <th>S 4.1</th> <th>S 4.2</th> <th>S 4.3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S 3.1</td> <td>1    1/8</td> <td>S 4.1</td> <td>1    1/7    1/8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>S 3.2</td> <td>8    1</td> <td>S 4.2</td> <td>7    1    1</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>S 4.3</td> <td>8    1    1</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>RC = 0,002</p>	Técnico		Econômico		S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2	S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4	S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1	Social		Ambiental			S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3	S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8		S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1				S 4.3	8    1    1	
Técnico		Econômico																																																																																	
S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2																																																																																
S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4																																																																																
S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1																																																																																
Social		Ambiental																																																																																	
S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3																																																																															
S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8																																																																																
S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1																																																																																
		S 4.3	8    3    1																																																																																
Técnico		Econômico																																																																																	
S 1.1	S 1.2	S 2.1	S 2.2																																																																																
S 1.1	1    1/3	S 2.1	1    4																																																																																
S 1.2	3    1	S 2.2	1/4    1																																																																																
Social		Ambiental																																																																																	
S 3.1	S 3.2	S 4.1	S 4.2	S 4.3																																																																															
S 3.1	1    1/8	S 4.1	1    1/7    1/8																																																																																
S 3.2	8    1	S 4.2	7    1    1																																																																																
		S 4.3	8    1    1																																																																																
(c)	(d)																																																																																		

Fonte: elaboração própria.

Então, a Tabela 23 traz os resultados das matrizes das prioridades das alternativas em cada subcritério por região proposta do município.

**Tabela 23** – Resultados das matrizes das prioridades das alternativas em cada subcritério a partir de simulações em cada região.

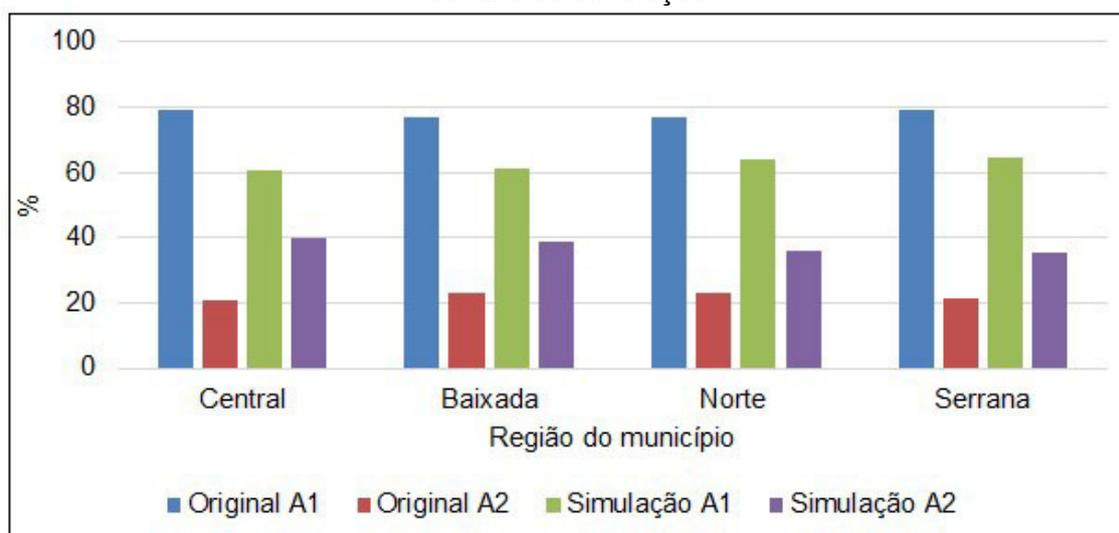
Subcritérios	Alternativas por região							
	Central		Baixada		Norte		Serrana	
	A1	A2	A1	A2	A1	A2	A1	A2
S 1.1	0,667	0,333	0,667	0,333	0,667	0,333	0,667	0,333
S 1.2	0,167	0,833	0,167	0,833	0,167	0,833	0,167	0,833
S 2.1	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
S 2.2	0,250	0,750	0,250	0,750	0,250	0,750	0,250	0,750
S 3.1	0,857	0,143	0,857	0,143	0,857	0,143	0,857	0,143
S 3.2	0,889	0,111	0,889	0,111	0,889	0,111	0,889	0,111
S 4.1	0,167	0,833	0,167	0,833	0,167	0,833	0,167	0,833
S 4.2	0,875	0,125	0,833	0,167	0,857	0,143	0,857	0,143
S 4.3	0,875	0,125	0,667	0,333	0,667	0,333	0,833	0,167

Fonte: elaboração própria.

Verifica-se, a partir da Tabela 23, que em relação ao subcritério custo de aquisição (S 2.1) as duas alternativas tiveram a mesma prioridade em todas as regiões. Esse resultado foi fruto do cenário em que o custo dos sistemas foi o mesmo. Notou-se, também, que as outras ordens de prioridades das alternativas em cada região ficaram inalteradas se comparadas com as Tabelas 13, 17, 19 e 21.

Com isso, a Figura 69 traz o resultado da aplicação do método AHP para o problema original e, também, do cenário proposto, levando em consideração a igualdade no custo de aquisição dos sistemas e menor ênfase no critério econômico.

**Figura 69** – Resumo comparativo dos resultados da aplicação do método AHP para as quatro regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ na situação original e no cenário de simulação.



Fonte: elaboração própria.

Portanto, analisando os resultados da simulação, percebe-se que houve a diminuição na discrepância entre as duas alternativas em todas as quatro regiões. Entretanto, a simulação do cenário ratificou a ESFV como a melhor alternativa viável como FRE para GD em todas as regiões do município, conforme análise inicial (custos reais dos sistemas de ESFV e eólico).

Do ponto de vista do método AHP, Oliveira e Martins (2015) apontam que:

As simulações indicam que pequenas variações nos valores dos pesos atribuídos não resultam em alterações significativas para as prioridades médias locais, validando, assim, uma das características do método AHP, que é permitir a variabilidade na decisão pessoal de cada avaliador, pautada pela experiência e conhecimento do mesmo (OLIVEIRA; MARTINS, 2015, p. 119).

Do ponto de vista econômico, o resultado da simulação mostra a necessidade de políticas que, assim como incentivam a ESFV, incentivem também o uso de geradores eólicos de pequeno porte em locais onde, evidentemente, haja potencial eólico, como exemplo em propriedades rurais, regiões litorâneas, entre outros. Tiago Filho, Duarte e Silva (2015) já apontavam para o pequeno percentual de contribuição da energia eólica em função da falta de incentivo (linhas de créditos ou isenções fiscais) para o maior uso dos pequenos aerogeradores para microgeração no país.

Do ponto de vistas das políticas públicas ligadas à economia de baixo carbono e a partir da análise realizada sobre a seleção de FRE por GD para o município de Campos dos Goytacazes/ RJ, pode-se verificar um potencial para expansão no uso da ESFV.

Uma iniciativa interessante para o município é a implantação do Imposto Predial, Territorial e Urbano (IPTU) que estimule os munícipes a adotarem práticas sustentáveis, o chamado IPTU Verde, como já acontece nos municípios do Rio de Janeiro, Petrópolis, Niterói e outros municípios do país (CÂMARA MUNICIPAL DE PETRÓPOLIS, 2019).

Outra iniciativa que pode ser pensada é implantação de sistemas de GD por ESFV para compensação do consumidor de energia elétrica da iluminação pública no território municipal. Tal iniciativa ocorre no município de Vitória/ES; reduzindo, assim, os custos da iluminação pública para os munícipes (GV NEWS, 2019).

Há, também, a possibilidade de implantação de sistemas de GD por ESFV em prédios públicos da administração municipal, reduzindo assim o custeio com energia elétrica (SOLARVOLT, 2019).

#### 4.4. Estudo de caso

O *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro está situado na região Central do município de Campos dos Goytacazes/ RJ, sendo essa região analisada anteriormente nesta pesquisa. Mas, é importante destacar que os resultados apresentados a partir da análise e aplicação do método AHP mostraram uma visão macroscópica do município, contudo,

“Nem todo local é adequado para um sistema FV. Se um local não for adequado para um sistema FV, provavelmente é porque o sistema não vai funcionar em uma capacidade satisfatória. Isso significa que não tem um bom custo-benefício” (NASH; SHAW; BALFOUR, 2016, p. 111).

Logo, pode-se concluir que para qualquer sistema renovável de geração de energia elétrica por meio da GD faz-se necessário um estudo *in loco* a fim de se verificar a viabilidade de sua implantação, como é o caso do *campus* Leonel Brizola da Universidade Estadual do Norte Fluminense.

##### 4.4.1. A Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro

A criação da UENF foi fruto da mobilização da sociedade organizada campista que conseguiu incluir na Constituição Estadual de 1989 uma emenda popular prevendo sua criação (UENF, 2019).

Dessa forma, a UENF foi criada a partir do decreto estadual nº 16.357 em 27 de fevereiro de 1991, sendo sua aula inaugural ministrada em 16 de agosto de 1993, data considerada inaugural da Universidade (UENF, 2019).

Atualmente, a Universidade conta com unidades de ensino, pesquisa e extensão distribuídas nas regiões Norte e Noroeste Fluminense, a saber:

- o *campus* Leonel Brizola em Campos dos Goytacazes/ RJ (*campus* principal e sede da Universidade);
- o Núcleo de Pesquisa em Zootecnia e Produção Vegetal na Escola Estadual Agrícola Antônio Sarlo em Campos dos Goytacazes/ RJ;
- a Estação Experimental da Pesagro-Rio em Campos dos Goytacazes/ RJ;

- a Casa de Cultura Villa Maria em Campos dos Goytacazes/ RJ;
- a Estação Experimental da Pesagro-Rio em Itaocara/ RJ;
- o Laboratório de Engenharia de Exploração de Petróleo (LENEP) em Macaé/ RJ.

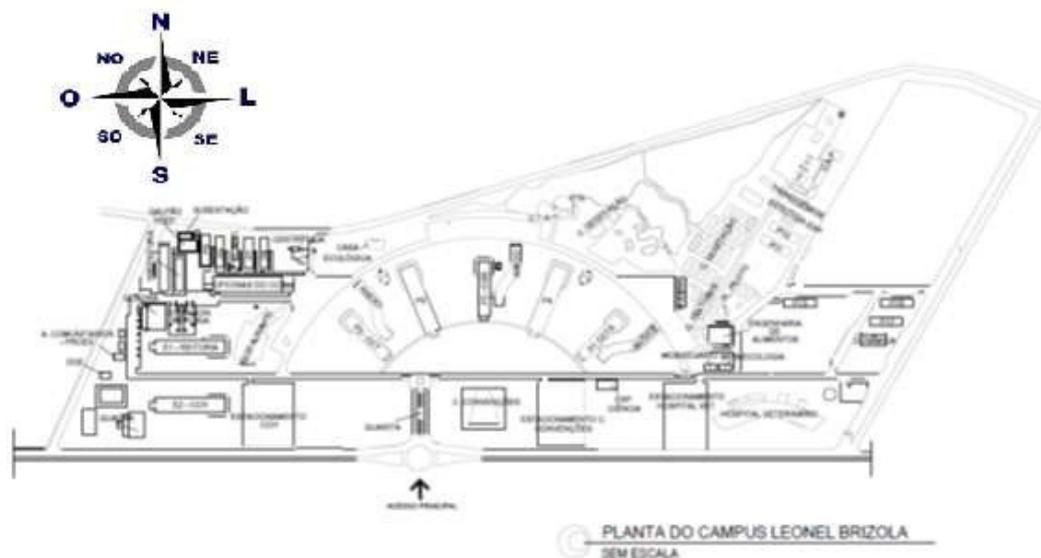
Dentro do *campus* Leonel Brizola, foco deste estudo de caso, encontram-se os quatro Centros da UENF:

- Centro de Biociências e Biotecnologia (CBB);
- Centro de Ciências e Tecnologias Agropecuárias (CCTA);
- Centro de Ciências do Homem (CCH);
- Centro de Ciência e Tecnologia (CCT).

Nos referidos Centros, são ofertados 19 cursos de graduação (11 bacharelados, cinco licenciaturas presenciais e três licenciaturas a distância/semipresenciais) e 15 programas de pós-graduação em nível de mestrado e doutorado em diversas áreas do conhecimento (UENF, 2019).

A Figura 70 mostra a distribuição espacial dos prédios no *campus* Leonel Brizola numa área de aproximadamente 411.000 m<sup>2</sup> (PREFEITURA DA UENF, 2019).

**Figura 70** – *Campus* Leonel Brizola da UENF.

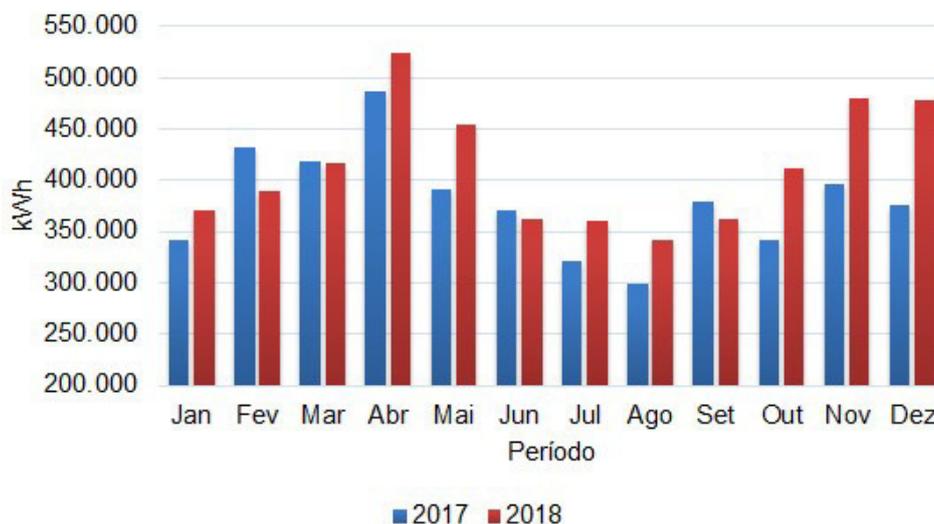


Fonte: PREFEITURA DA UENF (2019).

No que tange ao consumo de energia elétrica do *campus* Leonel Brizola, o mesmo é mostrado na Figura 71. Nela, pode-se observar o consumo de energia elétrica ativa, em kWh, nos anos de 2017 e 2018 (PREFEITURA DA

UENF, 2019).

**Figura 71** – Gráfico de consumo de energia elétrica ativa, em kWh, do *campus* Leonel Brizola nos anos de 2017 e 2018.



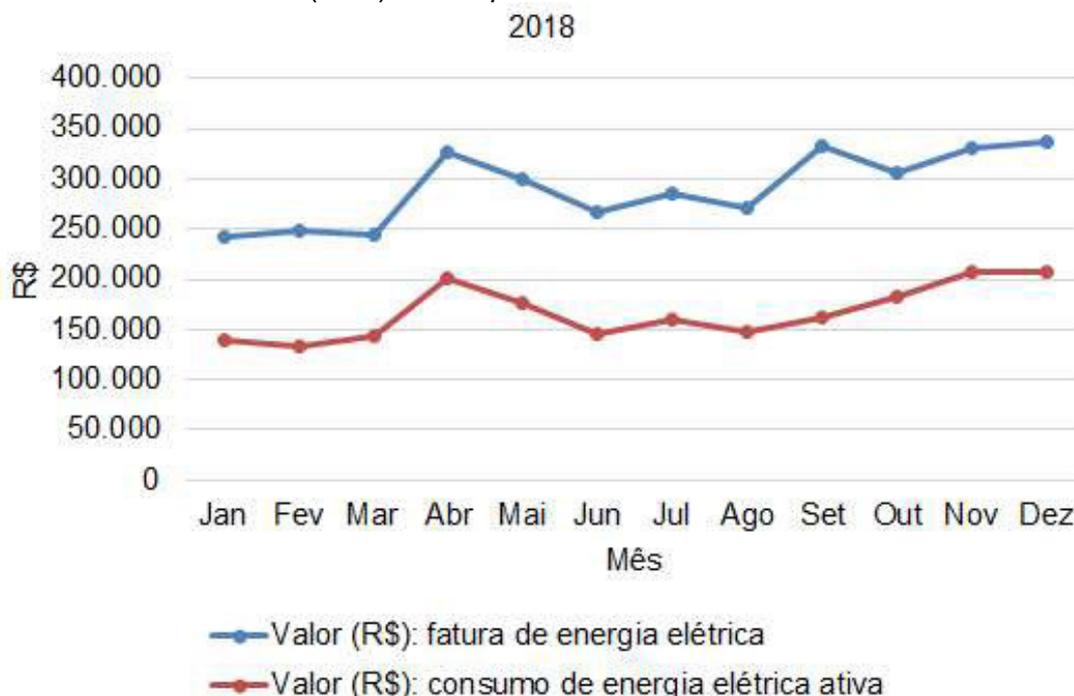
Fonte: elaborado a partir de dados da Prefeitura da UENF (2019).

Pela Figura 71, nota-se que o comportamento do consumo de energia elétrica ativa do *campus* foi similar nos dois anos estudados. Que, em geral, os maiores consumos se dão no período que coincide o período de verão com o período letivo na Universidade, com isso há o aumento no uso dos sistemas de climatização. Em contrapartida, no período dos menores consumos de energia se dão nos meses de julho e agosto em função das férias no meio do ano letivo e as menores temperaturas ambientes (PREFEITURA DA UENF, 2019).

Dessa forma, o *campus* Leonel Brizola obteve um consumo médio anual de eletricidade em 2017 de  $379.267 \pm 51.210$  kWh e 2018 foi de  $412.665 \pm 58.850$  kWh. Comparando o último ano de consumo do *campus* com consumo médio anual da classe residencial no estado do Rio de Janeiro (EPE, 2018), verifica-se que o *campus* Leonel Brizola correspondeu, em média, ao mesmo que 2.531 residências.

Em relação à fatura de energia elétrica do *campus* Leonel Brizola, a Figura 72 mostra os valores totais mensais, em reais, da fatura em 2018 e também os valores, em reais, referentes ao consumo de energia elétrica ativa (kWh).

**Figura 72** – Valores, em reais, referentes ao consumo total e ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) do *campus* Leonel Brizola no ano de 2018.



Fonte: elaborado a partir de dados da Prefeitura da UENF (2019).

Vale lembrar que, na fatura total mensal, estão inclusos os custos relacionados à demanda contratada (KW), consumo de energia elétrica reativa excedente (kVARh) e possíveis multas (por atraso, baixo fator de potência, bandeiras tarifárias, entre outros).

Desse modo, o valor médio mensal da fatura de energia elétrica do *campus* é de aproximadamente R\$ 290.666,17, acumulando um gasto anual de R\$ R\$ 3.487.994,01.

Já o valor médio mensal referente apenas à energia elétrica ativa é de aproximadamente R\$ 167.252,87, acumulando um gasto anual de R\$ 2.007.034,43, ou seja, equivalendo a 57,54% do custo anual de energia elétrica.

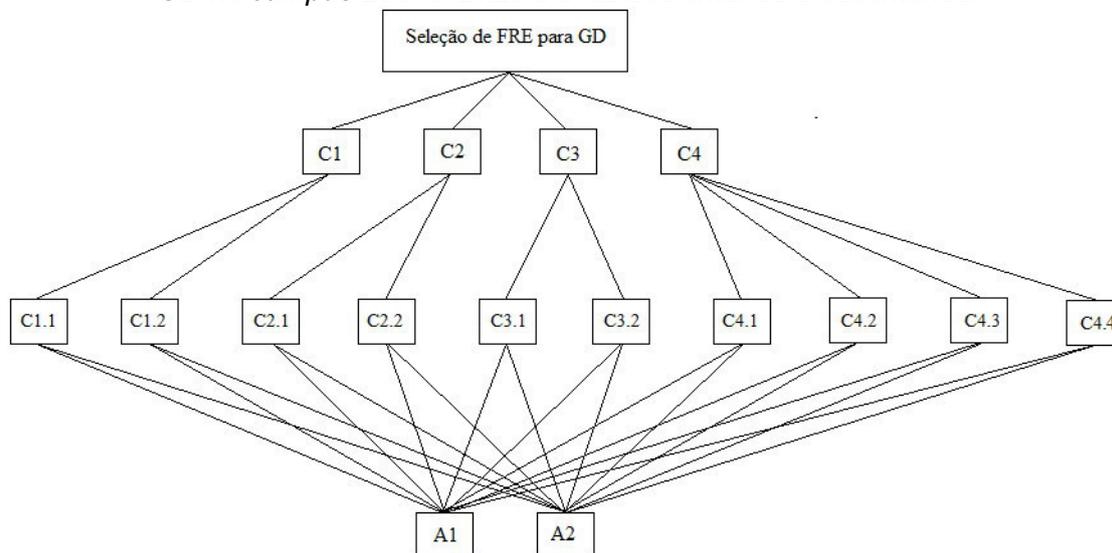
#### 4.4.2. Seleção de FRE por GD no *campus* Leonel Brizola

Com o intuito de reduzir o consumo de energia elétrica ativa no *campus* Leonel Brizola, essa etapa realizou, no primeiro momento, a seleção da melhor FRE para aplicação em GD.

A metodologia empregada seguiu a mesma sequência utilizada para

seleção da melhor FRE para aplicação em GD nas regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ. Dessa forma, foi montada uma árvore hierárquica para o problema, conforme a Figura 73.

**Figura 73** – Árvore da estrutura hierarquia para o problema de seleção de FRE para GD no *campus* Leonel Brizola à luz dos critérios e subcritérios.



Fonte: elaboração própria.

Esses critérios e seus respectivos subcritérios foram os mesmos utilizados na aplicação do método AHP para seleção de FRE para GD nas quatro regiões do município, com exceção do subcritério S 4.4 chamado de “impacto arquitetônico”.

O subcritério S 4.4 está relacionado com impacto visual que o *campus* pode sofrer com a implantação de uma das alternativas viáveis propostas (A1 para ESFV e A2 para energia eólica), uma vez que o projeto do *campus* tem uma arquitetura e paisagismo singulares criados pelo arquiteto brasileiro Oscar Niemeyer com o objetivo de homenagear índios Goitacá (Figura 74).

**Figura 74** – Vista aérea parcial do *campus* Leonel Brizola da UENF.

Fonte: UENF (2019).

Então, após a elaboração dos critérios/ subcritérios e estruturação do problema por meio da árvore hierárquica, foi realizada a tabela de pagamento unindo dados referentes aos critérios/ subcritérios adotados para seleção de FRE por GD no *campus* Leonel Brizola (Tabela 24).

**Tabela 24** – Tabela de pagamento obtida para os critérios avaliados referente à seleção de FRE por GD no *campus* Leonel Brizola.

Critérios	Subcritérios	Alternativas	
		ESFV (A1)	Eólica (A2)
C1 Técnico	S1.1 – Vida útil (anos)	25 – 30	20 – 25
	S1.2 – Eficiência de conversão (%)	5 – 28	35 – 50
C2 Econômico	S2.1 – Custo de aquisição (R\$/kW)	3.800,00	14.600,00
	S2.2 – Índice de Manutenção	Médio	Baixo
C3 Social	S3.1 – Criação de empregos (emprego/MW)	88,46	11,54
	S3.2 – Aceitação pública	Alta	Baixa
C4 Ambiental	S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)	98,3	57
	S4.2 – Potencial energético (W/m <sup>2</sup> )	894,55	166,33
	S4.3 – Disponibilidade de espaço físico	Alta	Baixa
	S4.4 – Impacto arquitetônico	Baixo	Alto

Fonte: ENERGIA PURA (2019); CRESESB (2019b); CE-EÓLICA (2019); HINRICHES; KLEINBACH; REIS (2014); VARUN; BHAT; PRAKASH (2009); HASHIMURA (2012).

Nessa tabela de pagamento, três especialistas das áreas de energia e meio ambiente realizaram um *Brainstorming* e, utilizando os mesmos valores para os subcritérios S 1.1, S 1.2, S 2.1, S 2.2 e S 3.1 das tabelas de pagamento anteriores.

O subcritério S 4.2 seguiu os mesmos valores de potenciais energéticos para a região Central do município.

Para o subcritério S 4.3, foi atribuída “*alta disponibilidade de espaço físico*” para ESFV, porque os prédios do *campus* são propícios para instalação de arranjos FV e “*baixa disponibilidade*” para energia eólica por conta dos obstáculos presentes (prédios e arborização) no *campus*.

Já no subcritério S 4.4, foi atribuído “*baixo*” impacto arquitetônico para a ESFV, uma vez que os módulos ficariam instalados no telhado (cobertura dos prédios) e “*alto*” impacto para energia eólica em virtude da possível instalação dos aerogeradores. Nesse caso, tipo vertical, na área gramada e frontal do *campus*.

Com isso, especialistas realizarão o julgamento pareado entre os critérios com a atribuição dos referidos pesos com auxílio do *software* IPÊ versão 1.0. Na Tabela 25, pode-se observar a matriz com o julgamento realizado pelos especialistas à luz dos critérios estabelecidos.

**Tabela 25** – Matriz de julgamento pareado entre os critérios para seleção da FRE a partir de GD no *campus* Leonel Brizola.

	C1	C2	C3	C4
C1	1	1/6	1/5	1/3
C2	6	1	6	4
C3	5	1/6	1	1
C4	3	1/4	1	1

Fonte: elaboração própria.

Assim, gerou-se o resultado do cálculo de prioridades à luz dos critérios (Tabela 26), ficando o critério econômico (C2) com maior prioridade em relação aos demais critérios.

**Tabela 26** – Resultado do cálculo das prioridades à luz dos critérios no *campus* Leonel Brizola.

<b>Cálculo das prioridades à luz dos critérios</b>	
<b>Critério</b>	<b>Valor</b>
C1	0,062
C2	0,599
C3	0,180
C4	0,159
Σ	1,00

Fonte: elaboração própria.

Em seguida, foram realizados os julgamentos dos subcritérios à luz dos critérios em que os pesos atribuídos são apresentados na Figura 75.

**Figura 75** – Matriz de julgamento dos subcritérios à luz dos critérios para o *campus* Leonel Brizola.

Técnico			Econômico				
	S 1.1	S 1.2		S 2.1	S 2.2		
S 1.1	1	1/3	S 2.1	1	8		
S 1.2	3	1	S 2.2	1/8	1		
RC = 0			RC = 0				
Social			Ambiental				
	S 3.1	S 3.2		S 4.1	S 4.2	S 4.3	S 4.4
S 3.1	1	1/8	S 4.1	1	1/6	1/7	1/3
S 3.2	8	1	S 4.2	6	1	3	3
RC = 0			S 4.3	7	1/3	1	4
			S 4.4	3	1/3	1/4	1
			RC = 0,094				

Fonte: elaboração própria.

O subcritério referente à eficiência de conversão (S 1.2) teve peso “*moderado*” em relação ao subcritério vida útil (S 1.1).

No critério econômico, foi atribuído ao subcritério custo de aquisição dos sistemas (S 2.1) peso “*entre forte e absoluto*” em relação ao subcritério índice de manutenção (S 2.2).

No critério social, o subcritério aceitação pública (S 3.2) foi conferido peso “*entre forte e absoluto*” em relação ao subcritério criação de empregos (S 3.1).

Por fim, no critério ambiental, a disponibilidade de espaço físico (S 4.3) ficou com peso “*muito forte*” em relação ao subcritério de emissão de CO<sub>2</sub> por parte de cada tecnologia (S 4.1) e peso “*moderado e forte*” em relação ao impacto arquitetônico (S 4.4). Porém, foi conferido ao potencial energético (S 4.2) peso “*moderado*” em relação à disponibilidade de espaço físico para implantação dos sistemas, assim como o S 4.2 ficou com peso “*entre forte e muito forte*” em relação ao subcritério de emissão de CO<sub>2</sub>.

Em seguida, foram realizados pelos especialistas, os julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios, sendo os pesos mostrados na Figura 76.

**Figura 76** – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz dos subcritérios para o *campus* Leonel Brizola.

C1 – Técnico			C2 – Econômico					
S1.1 – Vida útil			S2.1 – Custo de aquisição					
	A1	A2		A1	A2		A1	A2
A1	1	2	A1	1	7			
A2	1/2	1	A2	1/7	1			
S1.2 – Eficiência de conversão			S2.2 – Índice de Manutenção					
	A1	A2		A1	A2		A1	A2
A1	1	1/5	A1	1	1/3			
A2	5	1	A2	3	1			
C3 – Social			C4 – Ambiental					
S3.1 – Criação de empregos			S4.1 – Emissão de CO <sub>2</sub>			S4.3 – Disponibilidade de espaço físico		
	A1	A2		A1	A2		A1	A2
A1	1	6	A1	1	1/5	A1	1	6
A2	1/6	1	A2	5	1	A2	1/6	1
S3.2 – Aceitação pública			S4.2 – Potencial energético			S 4.4 - Impacto arquitetônico		
	A1	A2		A1	A2		A1	A2
A1	1	8	A1	1	7	A1	1	8
A2	1/8	1	A2	1/7	1	A2	1/8	1

Fonte: elaboração própria.

Tais ponderações denotam a preocupação em relação ao local de instalação do sistema de geração de energia e o melhor aproveitamento energético, além da questão relacionada à aceitação pública.

Frente aos pesos conferidos, as alternativas em cada subcritério, a Tabela 27 mostra o resultado das matrizes de julgamentos dessas alternativas à luz dos subcritérios.

**Tabela 27** – Matriz das prioridades das alternativas em cada subcritério no *campus* Leonel Brizola.

Subcritérios	Alternativas	
	A1	A2
S 1.1	0,667	0,333
S 1.2	0,167	0,833
S 2.1	0,875	0,125
S 2.2	0,250	0,750
S 3.1	0,857	0,143
S 3.2	0,889	0,111
S 4.1	0,167	0,833
S 4.2	0,875	0,125
S 4.3	0,857	0,143
S 4.4	0,889	0,111

Fonte: elaboração própria.

Nesse caso, a alternativa A1 (ESFV) obteve maior prioridade em sete dos nove subcritérios, vencendo a alternativa A2 (energia eólica). Com isso, o resultado final obtido na aplicação do AHP foi que a ESFV alcançou 79,95% e a energia eólica 20,05% com RC de 0,087 (valor de RC  $\leq$  0,10).

#### 4.4.3. Estimativa produção de eletricidade por GD a partir da ESFV no *campus* Leonel Brizola

A análise realizada a partir do método AHP indicou a ESFV como a melhor alternativa viável de fonte primária de energia para GD no *campus* Leonel Brizola.

A partir dessa indicação, foram realizadas estimativas de produção de eletricidade a partir da ESFV por meio da GD e tomando como referência as RN da ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015.

Para isso, utilizou-se o *software* PVSyst®<sup>20</sup> versão 6.8.4 levando em consideração os telhados sobre os prédios do CCH, Reitoria, CCT, P4, CBB, P5 e CCTA para instalação dos sistemas. A Tabela 28 apresenta a área disponível de telhado em cada prédio.

**Tabela 28** – Área do telhado dos prédios do *campus* Leonel Brizola.

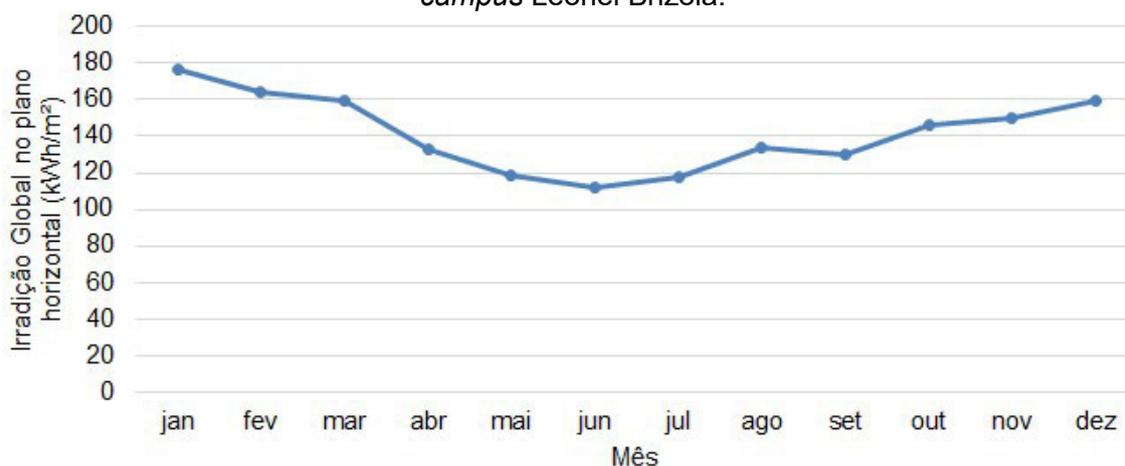
Prédio	Área disponível (m <sup>2</sup> )
CCH	1.300
Reitoria	1.300
CCT	704
P4	1.586
CBB	704
P5	1.586
CCTA	704

Fonte: PREFEITURA DA UENF (2019).

Então, foi utilizada a latitude de -21,76° S e longitude de -41,29° W como localização geográfica para todos os prédios para que o *software* PVSyst® estimasse a irradiação global no plano horizontal no local (Figura 77).

<sup>20</sup> É um *software* específico para modelagem, simulação e configuração de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pela PVSyst S.A.

**Figura 77** – Irradiação solar global no plano horizontal, em kWh/m<sup>2</sup>, nos prédios do *campus* Leonel Brizola.



Fonte: elaborado a partir de dados do PVSyst®.

Nota-se que a curva de irradiação solar tem seus valores mais elevados justamente nos meses de outubro a dezembro e janeiro a março que, em princípio, não coincidem com os meses nos quais o *campus* tem seus maiores consumos de energia elétrica (abril, maio, novembro e dezembro). Entretanto, vale lembrar que, na modalidade de GD, o sistema de tarifação é baseado na compensação de energia, significando que a energia elétrica produzida pelo sistema de ESFV ao longo dos meses será utilizada para compensar o consumo da rede elétrica da concessionária local.

Com o intuito de estimar a produção de energia elétrica e padronizar os sistemas de geração de eletricidade, levando em consideração a área disponível em cada prédio, optou-se por estipular para os prédios do CCT, CBB e CCTA sistemas de ESFV conectados à rede elétrica com potência elétrica de 100 kW<sub>P</sub> e os prédios do CCH, Reitoria, P4 e P5 sistemas com potência elétrica de 150 kW<sub>P</sub>.

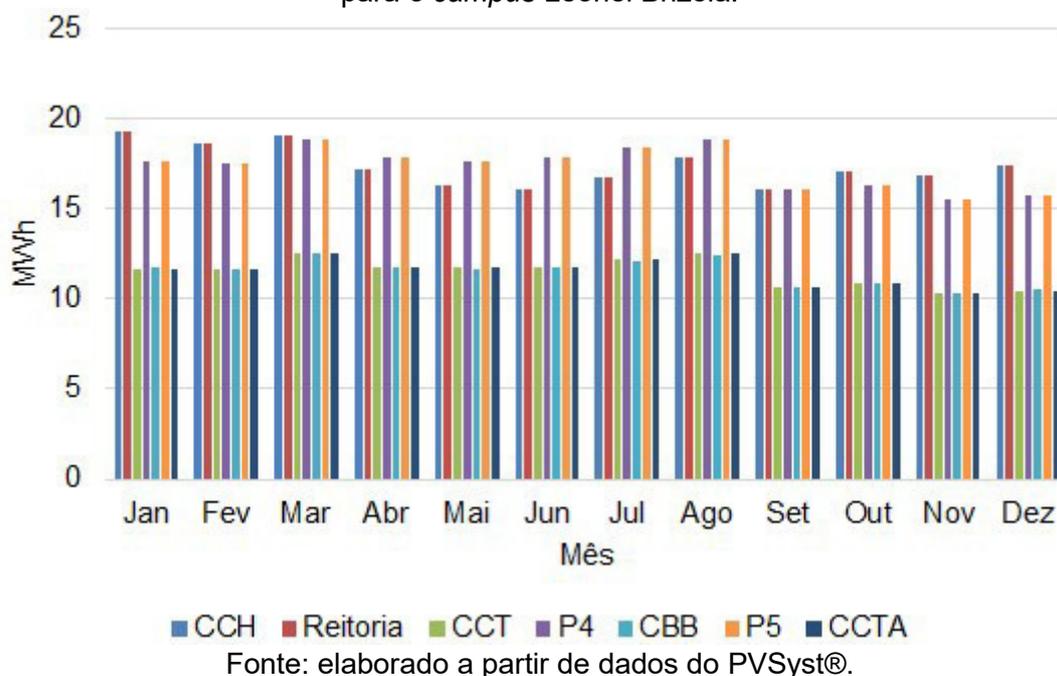
A partir disso, foi escolhido na biblioteca do *software* PVSyst® um modelo de MFV e dois modelos de inversores C.C./ C.A., sendo o MFV tipo policristalino com potência de 330 W<sub>P</sub> e modelo GBR 330-PA40 do fabricante Globo Brazil (Apêndice C) e os inversores C.C./C.A. com potências de saída C.A. de 40 kW e 60 kW, modelos Ingecon Sun 40 e Ingecon Sun 60 do fabricante Ingeteam (Apêndice D).

De acordo com essas informações supracitadas, realizaram-se as

modelagens dos sistemas de 100 kW<sub>P</sub> e 150 kW<sub>P</sub> para os prédios no *software* PVSyst®. Com isso, os sistemas dos prédios CCT, CBB e CCTA seriam compostos 289 MFVs com potência de 330 W<sub>P</sub> (17 MFVs por *strings* e 17 *strings*), ocupando uma área de 560 m<sup>2</sup> e teriam dois inversores C.C./C.A. 40 kW. Para os sistemas dos prédios CCH, Reitoria, P4 e P5 os sistemas seriam a partir de 448 MFVs com potência de 330 W<sub>P</sub> (14 MFVs por *strings* e 32 *strings*), ocupando uma área de telhado com 868 m<sup>2</sup> e teriam dois inversores C.C./C.A. com potência de saída C.A de 60 kW, totalizando uma potência instalada total de 900 kW<sub>P</sub> (Apêndices E, F, G, H, I e J).

A Figura 78 mostra a estimativa de produção mensal de eletricidade injetada na rede elétrica referente aos sete sistemas propostos para o *campus*.

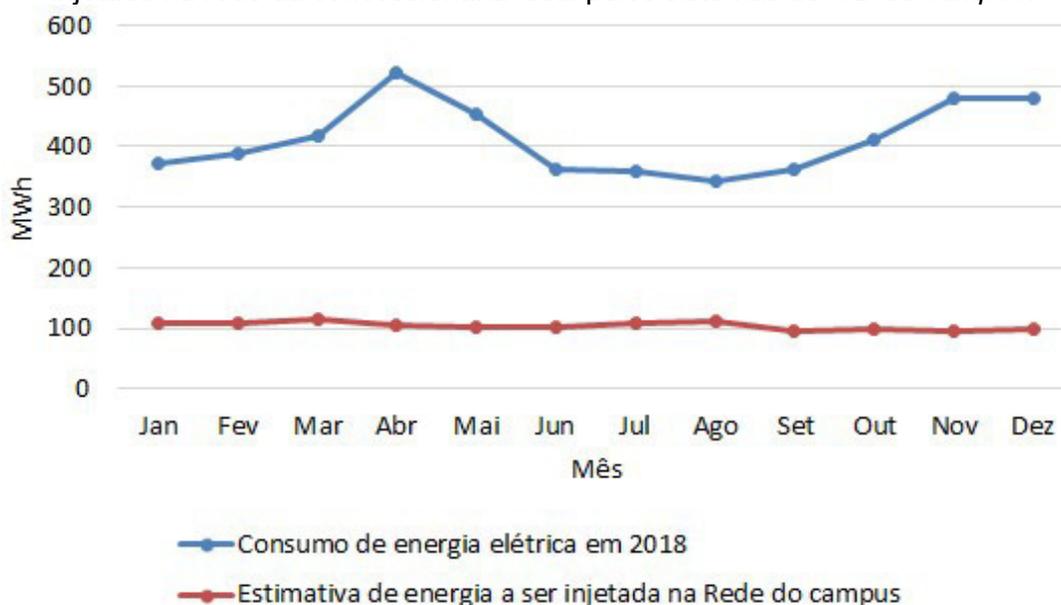
**Figura 78** – Estimativa de produção de energia elétrica dos sistemas de GD por ESVF para o *campus* Leonel Brizola.



Então, pela simulação realizada no PVSyst®, a produção variaria para os prédios do CCT, CBB e CCTA entre 10,37 a 12,52 MWh mensais e para os prédios do CCH, Reitoria, P4 e P5 entre 15,6 a 19,6 MWh mensais, sendo que em geral haveria uma menor produção de energia elétrica ativa entre os meses de setembro a dezembro em função, em geral, do posicionamento dos prédios em relação ao norte geográfico (ângulo azimutal igual a zero graus).

Por outro lado, o posicionamento dos prédios, com exceção do CCH e Reitoria, contribuiriam para manter a produção de energia elétrica injetada na rede estável mesmo no período de inverno no qual haveria uma menor incidência de irradiação solar (Figura 79).

**Figura 79** – Gráficos de consumo de energia elétrica ativa versus energia elétrica ativa injetada na rede da concessionária local pelos sistemas de GD do *campus*.



Fonte: elaborado a partir de dados do PVSyst®.

Assim, o somatório da energia elétrica ativa produzida e injetada anualmente pelos sistemas de GD na rede elétrica da concessionária local alcançaria 1.248,80 MWh, equivalendo a uma redução anual de consumo de energia elétrica ativa para o *campus* Leonel Brizola de aproximadamente 25,22%, contribuindo para diminuição dos gastos com energia elétrica, diminuindo o custeio, aumentando a eficiência energética e mitigando os GEE da instituição.

Em termos econômicos, a redução de 25,22% no consumo de energia elétrica ativa resultaria numa economia anual de R\$ 506.174,08 que equivaleria a 14,52% do valor da fatura total do *campus* em 2018.

Essa proposta já é realidade em algumas instituições públicas de ensino e pesquisa no país. Na Rede Federal de Educação Profissional e Tecnológica (vinculada ao Ministério da Educação – MEC), por exemplo, existe o Programa para Desenvolvimento em Energias Renováveis e Eficiência Energética na Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica (EnergIF), cujo

objetivo é a aplicação de medidas de melhoria no desempenho energético da Rede Federal e, conseqüentemente a diminuição no custeio com a redução das contas de energia elétrica (EnergIF, 2019a).

O Instituto Federal Fluminense *campus* Campos-Centro, situado no próprio município de Campos dos Goytacazes/ RJ, inaugurou no dia 31 de outubro de 2019 um sistema de GD por ESFV com potência de 80 kW<sub>p</sub>, além da substituição de 5.740 lâmpadas fluorescentes por outras com tecnologia LED. Vale destacar que esse projeto custou R\$ 870.000,00 e foi fruto do Programa de Eficiência Energética da Enel Distribuição Rio a partir da Chamada Pública de Projetos (CPP) (EnergIF, 2019b).

Iniciativa similar existe na Universidade Estadual de Campinas/ SP (UNICAMP) que inaugurou no dia 11 de abril, no seu *campus* principal, um conjunto de sistemas de ESFV por GD que totalizam 530 kW por meio do programa *Campus Sustentável* (JORNAL DA UNICAMP, 2019).

Em outra etapa, foi realizada estimativa do balanço de emissões de CO<sub>2</sub> dos sistemas de GD propostos (Apêndices F, G, H, I, J e K), sendo a emissão de CO<sub>2</sub> realizado pelo PVSyst® utilizando a Equação 20.

$$\text{Emissão} = E_{\text{rede}} \times t_{\text{vus}} \times \text{LCE}_{\text{rede}} - \text{LCE}_{\text{s}} \quad (20)$$

Em que,

Emissão – emissão de CO<sub>2eq.</sub>, em tCO<sub>2</sub>.

E<sub>rede</sub> – energia elétrica produzida anualmente, em MWh.

t<sub>vus</sub> – tempo de vida útil do sistema, em anos.

LCE<sub>rede</sub> – emissões do ciclo de vida da rede (*life cycle emissions*), em gCO<sub>2</sub>/kWh.

LCE<sub>s</sub> – emissões do ciclo de vida do sistema (*life cycle emissions*), em gCO<sub>2</sub>/kWh.

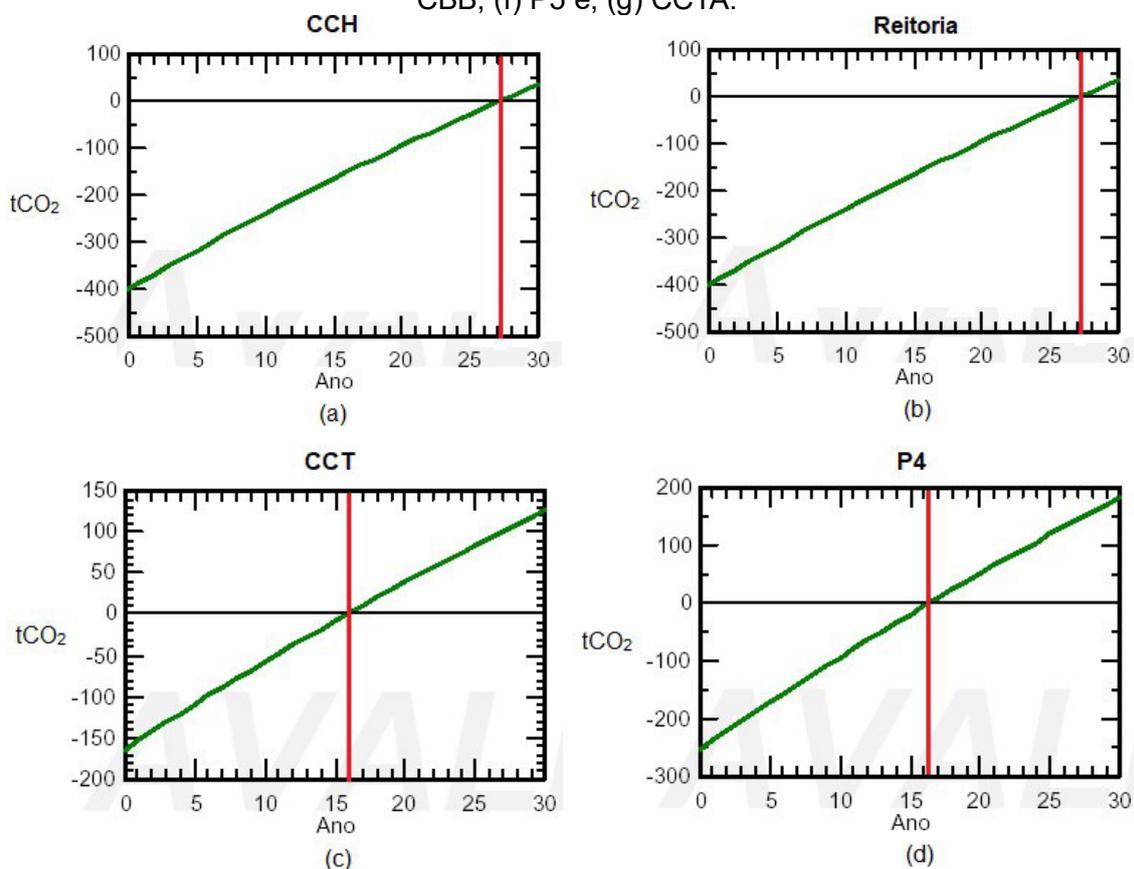
Nesse caso, o PVSyst® atribuiu um t<sub>vus</sub> de 30 anos e um LCE<sub>rede</sub> de 81 gCO<sub>2</sub>/kWh, pois o *software* toma como referência os dados da IEA para o Brasil. Dessa maneira, na Figura 80, são mostrados os balanços e os tempos de neutralização das emissões de CO<sub>2</sub> para cada prédio.

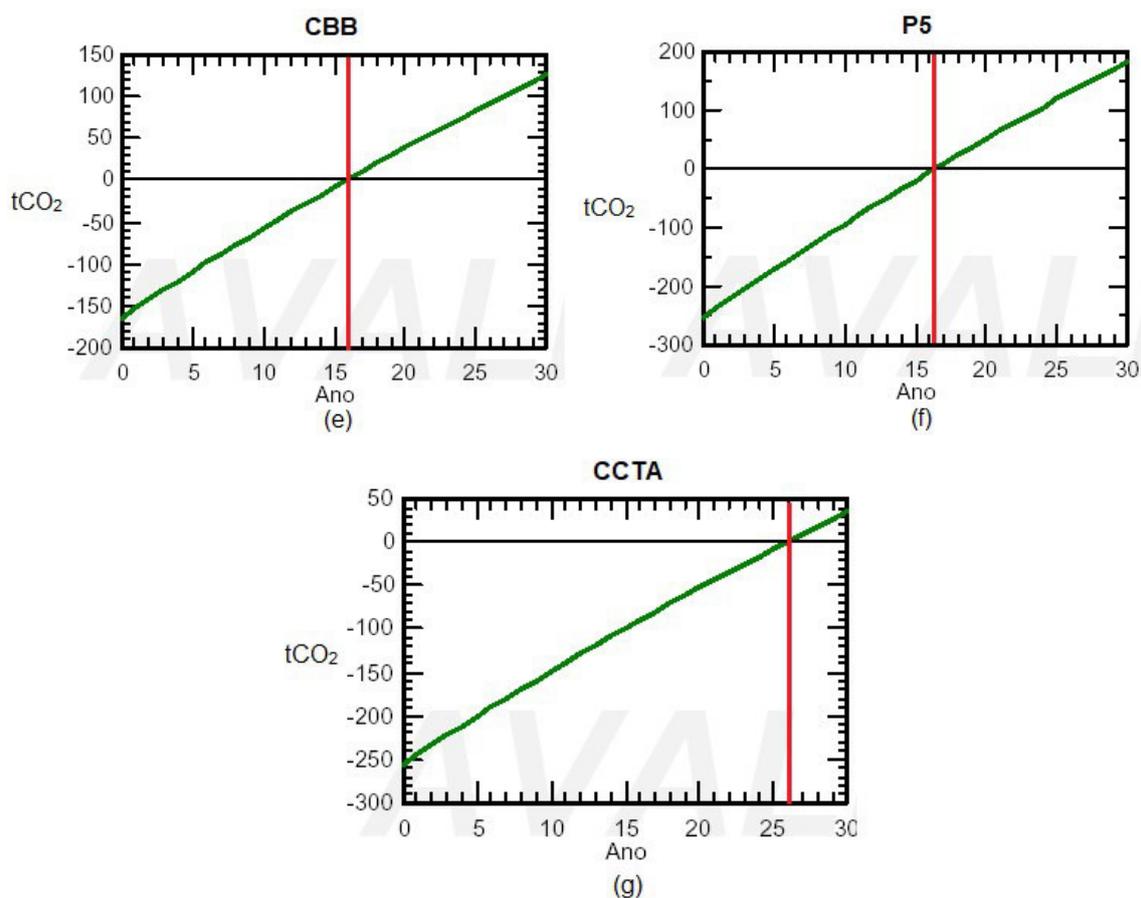
O resultado do balanço de CO<sub>2</sub> realizado pelo *software* é apresentado mediante um gráfico em que o eixo x é o ciclo de vida do sistema, em anos, e o

eixo y a quantidade de CO<sub>2</sub>, em tCO<sub>2</sub>. Então, o ponto em que a reta (linha verde) “toca” o eixo y representa a quantidade de CO<sub>2</sub> emitida pela fabricação, transporte e armazenamento do sistema fotovoltaico. E partir daí, com sua operação, essas emissões vão tendendo a zero. Até o momento em que a reta (linha verde) intercepta o eixo x (ponto em que as emissões iniciais dos sistemas tornam-se zero) e, em seguida o sistema fotovoltaico começa a mitigar emissões de CO<sub>2</sub> do sistema elétrico no qual ele está conectado.

Então, segundo a Equação 20, quanto maior a produção de eletricidade realizada pelo sistema fotovoltaico, maior será a mitigação de emissão de CO<sub>2</sub> e em menor tempo. Outro fator que aumenta a mitigação das emissões é o LCE<sub>rede</sub>. Nesse caso, como o estudo leva em consideração as emissões da rede elétrica brasileira, em que a mesma tem baixa emissão em função da característica da matriz elétrica (predominantemente renovável) em comparação às matrizes elétricas americana, dos países europeus ou asiáticos.

**Figura 80** – Balanço de emissões de CO<sub>2</sub>: (a) CCH; (b) Reitoria; (c) CCT; (d) P4; (e) CBB; (f) P5 e; (g) CCTA.





Fonte: elaborado a partir de dados do PVSyst®.

Nota-se que, segundo a simulação, o tempo no qual há a neutralização das emissões do CO<sub>2</sub> é marcado nos gráficos pela linha reta (vermelha). Ela mostra que, a neutralização das emissões dos sistemas fotovoltaicos dos prédios CCH e Reitoria ocorreriam a partir do 27º ano de funcionamento do sistema e no prédio do CCTA no 26º ano, sendo quantificadas a partir desse momento as emissões de CO<sub>2</sub> mitigadas. Entretanto, nos prédios do CCT, P4, CBB e P5 as neutralizações das emissões ocorreriam após o 16º ano de funcionamento dos seus sistemas.

Então, do ponto de vista ambiental, a simulação realizada no PVSyst® indica que os sistemas propostos levariam, em média, 20 anos para neutralizar todas as emissões de CO<sub>2</sub> antes de sua entrada em operação e durante seu ciclo de vida mitigariam mais ou menos 731,7 tCO<sub>2</sub>.

## **CAPÍTULO V**

### **CONSIDERAÇÕES FINAIS**

#### **5.1. Trabalho proposto**

Assim, nos âmbitos nacional e estadual, a energia solar fotovoltaica é a fonte primária mais utilizada na GD, sendo a mesma com maior penetração na classe residencial. Mas, tendo em vista os últimos quatro anos, a ESFV apresenta um crescimento exponencial em todas as classes de consumidores. Muito desse crescimento é conferido a um conjunto de fatores como: bom potencial solar brasileiro; crise hidroenergética entre o ano de 2013 a 2015; aumento no custo da energia elétrica; políticas públicas de incentivo ao uso da GD e; redução nos custos dos sistemas fotovoltaicos.

Especificamente, o potencial energético no município de Campos dos Goytacazes/ RJ é interessante para implantação de sistemas renováveis de energia, tais como eólico e solar.

O município tem um potencial eólico considerável e entre os melhores do estado do Rio de Janeiro, com uma densidade de potência média anual de  $171,25 \text{ W/m}^2$ , segundo o Mapa Eólico do Estado. Nesse sentido, o potencial solar também é considerado um dos melhores, de acordo com o Atlas Solar do Estado, com uma irradiação média anual no plano horizontal em aproximadamente  $4,81 \text{ kWh/m}^2$ . E, assim como em nível nacional e estadual, verifica-se, no município, uma maior adesão da ESFV pelas classe residencial seguida da comercial e uma participação ínfima das classes de poder público, serviço público e rural.

Com o estudo aqui realizado sobre a escolha da melhor alternativa de FRE para GD no município de Campos dos Goytacazes/ RJ, com aplicação do Método AHP e levando em consideração critérios técnico, econômico, social e ambiental foi possível comprovar que a ESFV é a melhor alternativa nas quatro regiões propostas para o município.

E mesmo realizando uma simulação em um cenário em que o subcritério relacionado ao custo de aquisição dos sistemas assumissem o mesmo valor para ambas as alternativas (ESFV e eólica) e fossem dados menores pesos ao critério econômico em relação ao demais critérios, a ESFV ainda continuou

prevalecendo como a melhor alternativa.

Com isso, podem-se considerar dois pontos de análise sobre a ESFV como melhor alternativa viável para GD em relação à energia eólica, levando em consideração o recorte territorial realizado (município de Campos dos Goytacazes/ RJ), por conseguinte essas análises atrelam-se às políticas públicas e a uma visão de desenvolvimento regional.

O primeiro ponto a ser ponderado refere-se às políticas públicas que induzam a utilização da energia eólica na GD, pensando em locais específicos, tais como regiões litorâneas e propriedades rurais.

Outro ponto está relacionado à diversificação das fontes primárias utilizadas para GD no âmbito estadual e nacional e, conseqüentemente, impactando a matriz elétrica brasileira. Assim, observa-se que a ESFV predomina como fonte primária de energia na GD, porém há de se pensar em incentivar a utilização de outras fontes de energia.

Essas ponderações poderiam incrementar a indústria de energia eólica de pequeno porte gerando mais empregos, renda e desenvolvimento local.

Contudo, no cenário atual da GD predomina a ESFV, como comprovada nesta pesquisa. Observa-se, então, que o município tem potencial para implementação de políticas públicas locais que incentivem a geração compartilhada por meio de associações e cooperativas, como indica a RN nº 687/2015 da ANEEL.

A esfera pública municipal poderia, também, fazer uso da GD por ESFV para compensar o consumo da iluminação pública (exemplo da prefeitura da cidade de Vitória/ ES) como também implantar em seus próprios prédios públicos como: escolas, creches, prédios administrativos, entre outros. Sendo, essa última proposta uma política já adotada em algumas esferas da administração pública federal, por exemplo.

As experiências das instituições públicas federais de ensino e pesquisa poderiam servir de referência para iniciativas tanto no âmbito estadual quanto municipal.

Nas duas esferas supracitadas, entende-se que os financiamentos para tais investimentos em GD poderiam passar pela utilização de parte dos recursos oriundos dos *royalties* da atividade petrolífera, i.e., poderiam utilizar recursos advindos da exploração de uma fonte não renovável (petróleo) e transformá-lo

em investimento em fontes renováveis de energia.

Em outro estudo, o *campus* Leonel Brizola da UENF foi utilizado como estudo de caso. Nele, foi aplicado o método AHP e o mesmo também apontou a ESFV como a melhor alternativa de FRE para aplicação em GD no *campus*.

Mediante a ESFV como melhor alternativa para GD no *campus*, houve a concepção de sistemas de ESFV que utilizariam a área disponível nos telhados de sete prédios, que totalizaria uma potência instalada de 900 kW<sub>p</sub> em sistemas de ESFV.

A simulação subsequente para implantação dos sistemas no *campus* mostrou que a solução reduziria em aproximadamente 25% o consumo de energia elétrica da universidade e mitigaria as emissões CO<sub>2</sub> referentes ao consumo de eletricidade em 731,7 tCO<sub>2</sub>. Além disso, a UENF tornar-se-ia uma referência em utilização de energia renovável e GD na região; contribuindo, assim, para disseminação desta tecnologia de geração de eletricidade.

Em relação ao custo do investimento para implementação da GD no *campus* Leonel Brizola, estima-se que o valor seja de aproximadamente R\$ 3.420.000,00, levando em consideração a relação de custo para implantação dos sistemas de ESFV em R\$ 3.800,00/kW. Com isso, seria possível economizar anualmente em torno de R\$ 506.174,08 (equivalente a 14,52% do valor da fatura total do *campus* em 2018), Então, desconsiderando os aumentos progressivos das tarifas de energia elétrica e, também, a degradação dos MFVs, o retorno do investimento seria em torno de sete anos.

Vale lembrar que o recurso necessário para implantação dos sistemas pode ser angariado a partir de três possibilidades:

- por meio de recurso próprio advindo do governo estadual;
- a partir de CPP do Programa de Eficiência Energética da Enel Distribuição Rio<sup>21</sup>;
- junto ao empreendimento do complexo termoelétrico da empresa Novo Tempo GNA, situada no município de São João da Barra/ RJ, por meio do Decreto estadual nº 41.318/08.

Esse Decreto estabelece o Mecanismo de Compensação Energética de Térmicas a combustíveis fósseis a serem instaladas no Estado, sendo disposto

---

<sup>21</sup> Disponível em: <http://enel-rj.chamadapublica.com.br/>

no art. 2º, o percentual de energia elétrica a ser compensada, em MW, através de energia renovável em função do combustível a ser utilizado e o percentual de potência a ser compensado por eficiência energética, a saber: 2% para compensação através de renováveis e 1% para compensação por meio de eficiência energética.

Como o complexo termoeletrico da Novo Tempo GNA haverá uma potência instalada de 3,1 GW a GN como fonte primária de energia a qual terá que compensar em torno de 93 MW (3% da potência instalada) em projetos de energias renováveis e eficiência energética. Assim sendo, a GD do *campus* Leonel Brizola compreenderia apenas de 0,97% da compensação energética necessária para o atendimento ao Decreto estadual.

## 5.2. Trabalhos futuros

Como desdobramento deste trabalho, é sugerido o desenvolvimento dos seguintes temas:

- estudo da viabilidade técnica, econômica e ambiental na aplicação da GD por ESFV como forma de compensação do consumo de energia elétrica da iluminação pública;
- estudo de aplicações da GD por ESFV na modalidade de geração compartilhada no município de Campos dos Goytacazes/ RJ;
- estudo sobre potencial estimado de GD por ESFV em edificações no município de Campos dos Goytacazes/ RJ;
- estudo técnico-econômico da implantação da GD por ESFV no *campus* Leonel Brizola da UENF.

## PUBLICAÇÕES

1. MENDES, L. F. R.; PEREIRA, H. M. P.; STHEL, M. S. Análise multicritério para seleção de fontes renováveis de energia em um domicílio urbano no município de Campos dos Goytacazes/ RJ. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 2019, v. 8, n. 1, p. 278-298. DOI: <<http://dx.doi.org/10.5380/rber.v8i1.56444>>.
2. MENDES, L. F. R.; PEREIRA, H. M. P.; TEIXEIRA, P. C.; STHEL, M. S. Geração distribuída por meio de energia solar fotovoltaica no município de Campos dos Goytacazes/ RJ: um estudo de caso em residência unifamiliar. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 2019, v. 8, n. 1, p. 41-60. DOI: <<http://dx.doi.org/10.5380/rber.v8i1.52738>>.
3. MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Analysis of the hydrological cycle and its impacts on the sustainability of the electric matrix in the state of Rio de Janeiro/Brazil. *Energy Strategy Reviews*, 2018, v. 22, p. 119-126. DOI: <<https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.015>>.
4. STHEL, M. S.; TOSTES, J. G. R.; RIVERA, L. A.; TAVARES, J. R.; MENDES, L. F. R. Oscillating Economic Sphere: Sustainable Limits of the Biosphere in the Face of Climate Change. *Sustainability in Environment*, 2018, v.3, n. 1, p. 104-123. DOI: <<http://dx.doi.org/10.22158/se.v3n1p104>>.
5. MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Thermoelectric Power Plant for Compensation of Hydrological Cycle Change: Environmental Impacts in Brazil. *Case Studies in the Environment*, 2017, v.1, p. 1-7. DOI: <<https://doi.org/10.1525/cse.2017.000471>>.

**ARTIGOS EM SUBMISSÃO**

1. LIMA, M. A.; MENDES, L. F. R.; MOTHÉ, G. A.; LINHARES, F. G.; CASTRO, M. P.; SILVA, M. G.; SHEL, M. S. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. *Environmental Development*. Situação: revisão final.
2. MENDES, L. F. R.; LIMA, M. A.; SHEL, M. S. O crescimento da geração distribuída no contexto da crise hidroenergética na região Sudeste: aspectos socioeconômicos e ambientais. *Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional*. Situação: em revisão.

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 2001, v. 57, p. 195-204.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2&idiomaAtual=0>>. Acesso em: 12 ago. 2019a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Regulação dos Serviços de Distribuição*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 15 ago. 2019b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Informações técnica – Geração Distribuída. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>>. Acesso em: 2out. 2019c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Glossário. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/glossario>>. Acesso em: 3 nov. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 3 nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 4 nov. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005.

ALBADÓ, R. *Energia Eólica*. São Paulo: Artiliber, 2002.

ALLAN, G. *et al.* The economics of distributed energy generation: a literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, v. 42, p. 543–556.

ALTOÉ, L.; OLIVEIRA FILHO, D.; CARLO, J. C. Análise energética de sistemas solares térmicos para diferentes demandas de água em uma residência unifamiliar. *Ambiente Construído*, 2012, v. 12, n. 3, p. 75-87.

AMARAL, A. B. A. *et al.* Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? *IEEE Latin America Transactions*, 2016, v. 14, n. 8, p. 3731-3737.

ANDRADE JÚNIOR, L. M. L.; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. *Vértices*, 2016, v.18, n.2, p. 31-51.

AQUILA, G. *et al.* An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, v. 70, p. 1090-1098.

ASEA BROWN BOVERI (ABB). *Product Manual – UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD*. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEólica). Nosso setor. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/nosso-setor.html>>. Acessado em: 30 out. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 11704 – Energia solar fotovoltaica: Classificação. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 10899 – Energia solar fotovoltaica: Terminologia. 2006.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. *Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *In: Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia*, 2. 2013, Belém/ PA.

BAIRD, C.; CANN, M. *Química Ambiental*. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2011.

BARROS; M. V.; PIEKARSKI, C. M.; FRANCISCO, A. C. Carbon Footprint of Electricity Generation in Brazil: An Analysis of the 2016–2026 Period. *Energies*, 2018, v. 11, n. 1412, p. 1-14.

BOL. GNA assina contrato com Siemens para termelétrica no Porto do Açu. Disponível em: <<https://www.bol.uol.com.br/noticias/2019/04/03/gna-assina-contrato-com-siemens-para-termeletrica-no-porto-do-acu.htm?cmpid=copiaecola>>. Acesso em: 14 ago. 2019.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *Electrical Power and Energy Systems*, 2006, v. 28, p. 413–420.

BRAZIL WINDPOWER. Potencial eólico onshore brasileiro pode ser de 880 GW, indica estudo. Disponível em: <<http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2016/zpublisher/materia/?url=potencial-eolico-onshore-brasileiro-pode-ser-de-880-gw-indica-estudo-20161026>>. Acesso em: 31 out. 2016.

BRUH, C.; CRUTZEN, P. J. Reductions in the anthropogenic emissions of CO

and their effect on CH<sub>4</sub>. *Chemos. Glob. Chan. Sci*, 1999, v. 1, n. \_\_, p. 249-254.

CÂMARA MUNICIPAL DE PETRÓPOLIS. Indicação Legislativa aprovada na Câmara pode dar desconto no IPTU para quem investir em sustentabilidade. Disponível em: <<http://www.cmp.rj.gov.br/index.php/component/content/article/2-uncategorised/284-indicacao-legislativa-aprovada-na-camara-pode-dar-desconto-no-iptu-para-quem-investir-em-sustentabilidade>>. Acesso em: 30 out. 2019.

CAMPOS, M. S.; ALCANTARA, L. D. S. Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em Sistemas Fotovoltaicos. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 2016, v.31, n.4, p. 570-579.

CARDU, M.; BAICA, M. On the relation between atmospheric pollution due to thermo power plants and the characteristics of their fuels. *Energy Conversion and Management*, 2003, v. 44, p. 1419-1431.

CARLESSO, F. *et al.* Conceitos básicos de radiômetros de substituição elétrica para medidas da Irradiância Solar Total. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 2019, v. 41, n. 2, p. 1-10.

CARLEY, S. Distributed generation: an empirical analysis of primary motivators. *Energy Policy*, 2009, v. 37, p. 1648–1659.

CHAKRAVARTY, S. *et al.* Sharing global CO<sub>2</sub> emission reductions among one billion high emitters. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2009, v. 106, n. 29, p. 11884–11888.

CREDER, H. *Instalações Elétricas*. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

CENTRO DE ENERGIA EÓLICA (CE-EÓLICA). Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/ce-eolica/>>. Acessado em: 27 nov. 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). Tutorial de Energia Eólica. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=tutorial\\_eolica](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_eolica)>. Acesso em: 14 ago. 2019a.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). Potencial energético. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?>>. Acesso em: 12 ago. 2019b.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=tutorial\\_solar](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar)>. Acesso em: 6 dez. 2017.

DEUTSCHE WELLE. Termelétricas pesam no bolso do consumidor brasileiro. Disponível em: <<http://www.dw.com/pt-br/termel%C3%A9tricas-pesam-no-bolso-do-consumidor-brasileiro/a-18236852>>. Acesso em: 7 fev. 2015.

EISBERG, R.; RESNICK, R. *Física Quântica – átomos, moléculas, sólidos, núcleos e partículas*. 35. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 1979.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA (EPE). Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2019: ano base 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>. Acesso em: 20 mar. 2019a.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Energia 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Sumario%20Executivo%20PDE%202027.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019b.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica no Brasil 2018*. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

ENERGIA PURA. Loja virtual. Disponível em: <<https://www.energiapura.com/todos-os-produtos/>>. Acesso em: 22 set. 2019.

ENERGIF. Sobre o EnergIF. Disponível em: <<http://www.energif.org/sobre.php>>. Acesso em: 5 nov. 2019a.

ENERGIF. IFF de Campos inaugura obra de Eficiência Energética. Disponível em: <<http://www.energif.org/noticias-joomla/index.php/noticias/89-iff-de-campos-inaugura-obra-de-eficiencia-energetica>>. Acesso em: 7 nov. 2019b.

FAJERSZTAJN, L. *et al.* Air Pollution: A potentially modifiable risk factor for lung cancer. *Nature Reviews Cancer*, 2013, n.13, p. 674-678.

FLANNERY, T. *Os senhores do clima*. Rio de Janeiro: Record, 2007.

G1. Inaugurada 1ª etapa de usina solar flutuante em reservatório da Bahia. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ba/bahia/noticia/2019/08/05/inaugurada-1a-etapa-de-usina-solar-flutuante-em-reservatorio-da-bahia.ghtml>>. Acesso em: 10 ago. 2019.

G1. Conheça a maior usina de energia solar da América Latina, em Pirapora. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/usina-de-energia-solar-de-pirapora-inicia-producao-conheca.ghtml>>. Acesso em: 20 dez. 2017.

GARCÍA, F. H. *Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos*. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Porto Alegre/ RS, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004, 185p.

GEODESIGN. Conhecimento básico sobre o recurso solar. Disponível em: <

[http://recursosolar.geodesign.com.br/Pages/Sol\\_Rad\\_Basic\\_RS.html](http://recursosolar.geodesign.com.br/Pages/Sol_Rad_Basic_RS.html)>. Acesso em: 28 nov. 2017.

GILBS, H. C.; SIMON, S.; SORIA, R. 100% Renewable Energy Supply for Brazil — The Role of Sector Coupling and Regional Development. *Energies*, 2017, v. 10, n. 1859, p. 2-22.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3 ed. São Paulo: EDUSP, 2012.

GOOGLE MAPS. Campos dos Goytacazes. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Campos+dos+Goytacazes+-+RJ/@-21.6477135,-41.9920692,9z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x8ad8321d7f504a50!8m2!3d-21.7587303!4d-41.3267187?hl=pt-BR>>. Acesso em: 15 set. 2019.

GREENPEACE-BRASIL. Termelétricas pesam no bolso do consumidor. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/pt/Noticias/Termicas-pesam-no-bolso-do-consumidor/>>. Acesso em: 14 mar. 2014.

GRUBB, M. *Planetary Economics: Energy, Climate Change and the Three Domains of Sustainable Development*. New York: Routledge. 2014.

GRÜN, R. “Apagão Cognitivo”: A Crise Energética e sua Sociologia. *DADOS – Revista de Ciências Sociais*, 2005, v. 48, n. 4, p. 891-928.

GUERRA, R. Avaliação de complementaridade dos potenciais hídricos e eólicos sazonalmente na bacia do Rio Verde Grande-MG. *Hidro & Hydro*, 2013, v. 58, n. 3, p. 13-16.

GV NEWS. Prefeitura da capital começa a usar energia solar para compensar gastos com iluminação pública. Disponível em: <<https://gvnews.com.br/prefeitura-da-capital-comeca-a-usar-energia-solar-para-compensar-gastos-com-iluminacao-publica/>>. Acesso em: 30 out. 2019.

HASHIMURA, L. M. M. *Aproveitamento do potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis alternativas no Brasil: instrumentos de política e indicadores de progresso*. 2012. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. *Energia e Meio Ambiente*. 5. ed. São Paulo: Thomson, 2014.

HULME, M. 1.5 °c and climate research after the Paris agreement. *Nature Climate Change*, 2016, n. 6, p. 222-224.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, v. 88, p. 208–222.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Sinopse do Censo Demográfico 2010. Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/sinopse/default\\_sinopse.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/sinopse/default_sinopse.shtm)>. Acesso em: 3 nov. 2016.

INSTITUTO DE ENERGIA-PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA (IEPUC). *Atlas Rio Solar*. Rio de Janeiro: Ed. PUC-Rio, 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Geração Distribuída – Notas sobre geração distribuída Notas – Fórum de Cogeração. 2001.

INDEPENDENT. Donald Trump confirms withdrawal from Paris Agreement on climate change in huge blow for global deal. Disponível em: <<http://www.independent.co.uk/news/world/americas/us-politics/trump-paris-agreement-climate-change-withdrawal-latest-news-updates-global-warming-deal-a7768116.html>>. Acesso em: 9 dez. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Statistics. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Electricity&indicator=ElecGenByFuel&mode=chart&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>>. Acesso em: 16 ago. 2019a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion: highlights. Disponível em: <[https://webstore.iea.org/download/direct/2373?fileName=CO2\\_Emissions\\_from\\_Fuel\\_Combustion\\_2018\\_Highlights.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/2373?fileName=CO2_Emissions_from_Fuel_Combustion_2018_Highlights.pdf)>. Acesso em: 13 ago. 2019b.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2014: mitigation of Climate change*. Nova Iorque: Cambridge University Press, 2015a.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2014: the physical science basis*. Nova Iorque: Cambridge University Press, 2015b.

JAFAR, A. H.; AL-MIN, A. Q.; SIWAR, C. Environmental impact of alternative fuel mix in electricity generation in Malaysia. *Renewable Energy*, 2008, v. 33, p. 2229-2235.

JORNAL DA UNICAMP. Unicamp inaugura sua primeira usina fotovoltaica. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/ju/noticias/2019/04/11/unicamp-inaugura-sua-primeira-usina-fotovoltaica>. Acesso em: 5 nov. 2019.

KALOGIROU, S. A. *Engenharia de energia solar: processos e sistemas*. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

KARDEC, A.; NASCIF, J. A. *Manutenção: função estratégica*. 2 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2012.

KUHI-THALFELDT, R.; VALTIN, J. The potential and optimal operation of distributed power generation in Estonia. *Oil Shale*, 2011, v. 28, n. 1S, pp. 240–252.

LEWIS, N. S. Research opportunities to advance solar energy utilization. *Science*, 2016, v. 351, n. 6271, p. 353-362.

LIJIE, G.; MEIGEN, Z.; ZHIWEI, H. Model analysis of seasonal variations in tropospheric ozone and carbon monoxide over East Asia. *Adv. Atmos. Sci.*, 2009, v. 26, p. 312-318.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. (coord.). *Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

LUCCHESI, A. *et al.* Long-term effects of structural changes in the Brazilian electricity matrix. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2017, p. 1-17.

LUNA, M. A. R. *et al.* Solar photovoltaic distributed generation in Brazil: the case of resolution 482/2012. *Energy Procedia*, 2019, v. 159, p. 484–490.

MAMEDE FILHO, J. *Instalações Elétricas Industriais*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

McDONALD, A. E. *et al.* Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO<sub>2</sub> emissions. *Nature Climate Change*, 2016, v. 6, p. 526-531.

MEINSHAUSEN, M. *et al.* Greenhouse-gas emissions targets for limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 2009, v. 458, p. 1158-1162.

MEIRELES, M. *Ferramentas administrativas para identificar, observar e analisar problemas: organizações com foco no cliente*. 2. ed. São Paulo: Arte e Ciência, 2001.

MENDES, L. F. R.; PEREIRA, H. M. P.; STHEL, M. S. Análise multicritério para seleção de fontes renováveis de energia em um domicílio urbano no município de Campos dos Goytacazes/ RJ. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 2019, v.8, n.1, p. 278-298.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Analysis of the hydrological cycle and its impacts on the sustainability of the electric matrix in the state of Rio de Janeiro/Brazil. *Energy Strategy Reviews*, 2018, v. 22, p. 119–126.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Thermoelectric power plant for compensation of hydrological cycle change: environmental impacts in Brazil. *Case Studies in the Environment*, 2017, p. 1-7.

MENDES, L. F. R. Considerações acerca da geração hidroelétrica fluminense a partir da crise hídrica do estado de São Paulo. *Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego*, 2014, v.8, n.1, p. 35-49.

MENDONÇA, A. M. *História da eletricidade em Campos*. Campos dos Goytacazes: Gráfica e Editora Lar Cristão, 1993.

MENDONÇA, J. C. *et al.* Determinação do coeficiente cultural (Kc) do feijoeiro (*Phaseolus vulgaris* L.) em Campos dos Goytacazes, RJ. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, 2007, v. 11, n.5, p. 471-475.

MINISTÉRIO DA FAZENDA (MF). Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Convênio ICMS 16/ 2015. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15)>. Acesso em: 8 nov. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Presidente aciona usina solar flutuante no Nordeste. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2F&\\_101\\_assetEntryId=153872006&\\_101\\_type=content&\\_101\\_urlTitle=presidente-aciona-usina-solar-flutuante-no-nordeste&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%3Fp\\_p\\_id%3D3%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dmaximized%26p\\_p\\_mode%3Dview%26\\_3\\_groupId%3D0%26\\_3\\_keywords%3Dusina%2Bflutuante%26\\_3\\_struts\\_action%3D%252Fsearch%252Fsearch%26\\_3\\_redirect%3D%252F&inheritRedirect=true](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=153872006&_101_type=content&_101_urlTitle=presidente-aciona-usina-solar-flutuante-no-nordeste&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%3Fp_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dmaximized%26p_p_mode%3Dview%26_3_groupId%3D0%26_3_keywords%3Dusina%2Bflutuante%26_3_struts_action%3D%252Fsearch%252Fsearch%26_3_redirect%3D%252F&inheritRedirect=true)>. Acesso em: 6 ago. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). iNDC (Contribuição Nacionalmente Determinada). <<http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL%20iNDC%20portugues%20FINAL.pdf>>. Acesso em: 3 nov. 2016a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). O PROINFA. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em: 11 out. 2016b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030)>. Acesso em: 6 fev. 2016c.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília: MME, 2001.

MOREIRA, J. M. L. (org.). *Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética*. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MOREIRA, J. M. L. *et al.* Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil. *Energy Policy*, 2015, v. 87, p. 334-346.

NARIMATU, B. R. S.; CRIBARI, F. A.; GUIMARÃES, W. T. Avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico comercial de 14,56 kW<sub>P</sub> no município de Serra. *In: Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 7. 2018, Gramado/RS.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). MapResearch: Brazil. Disponível em: <<http://en.openei.org/w/index.php?title=File:NREL-brazil-glo.pdf>>. Acesso em: 4 nov. 2016.

NIKOLAS TESLA MUSEUM. Chronology. Disponível em: <<http://www.nikolateslamuseum.org/web/page.php?p=11&s=20&l=en>>. Acesso em: 26 mai. 2017.

OBAMA, B. The irreversible momentum of clean energy. *Science*, 2017, v. 335, p. 126-129.

O GLOBO. Nível dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste tem nova queda. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/nivel-dos-reservatorios-das-regioes-sudeste-centro-oeste-tem-nova-queda-11627374?service=print>>. Acesso em: 19 fev. 2014.

OMEGA ENERGIA. Pirapora. Disponível em: <<http://www.omegaenergia.com.br/projetos/pirapora/>>. Acesso em: 23 ago. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Histórico de operação: geração de energia. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 18 ago. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Geração eólica bate novo recorde no Nordeste. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190827-novorecordeolica.aspx>>. Acesso em: 18 ago. 2019b.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). About. Disponível em: <<http://www.oecd.org/about/>>. Acesso em: 16 ago. 2019.

PAPA FRANCISCO. Carta encíclica *laudato si'* do santo Padre Francisco sobre o cuidado da casa comum. Disponível em: <[http://w2.vatican.va/content/francesco/pt/encyclicals/documents/papa-francesco\\_20150524\\_encyclica-laudato-si.html](http://w2.vatican.va/content/francesco/pt/encyclicals/documents/papa-francesco_20150524_encyclica-laudato-si.html)>. Acesso em: 5 out. 2016.

PAIM, M. A. *et al.* Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix. *Energy Policy*, 2019, v. 128, p. 393–401.

PICOLO, A.P.; RÜHLER, A.J.; RAMPINELLI, G.A. Uma abordagem sobre a

energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 2014, v. 36, n. 4, p. 4306-4306.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL/ CRESESB, 2014.

PINTO, M. *Fundamentos da energia eólica*. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

PINTO, J. R. P. *Um pedaço de terra chamado Campos: sua geografia e seu progresso*. Campos dos Goytacazes: Fundação Jornalista Oswaldo Lima, 2006.

PINTO JÚNIOR, H. Q. (org.). *Economia da energia*. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

PRADO JR., F. A. *et al.* How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, v. 53, p. 1132–1136.

PREFEITURA DA UENF. Faturas de consumo de energia elétrica do *campus* Leonel Brizola. Campos dos Goytacazes, 2019.

PREFEITURA DE CAMPOS DOS GOYTACAZES (PMCG). Mapas municipais. Disponível em: <<http://www.campos.rj.gov.br/mapas-municipais.php>>. Acesso em: 15 set. 2019.

REIS, L. B. *Geração de energia elétrica*. 2. ed. Barueri: Manole, 2011.

RENEWENERGIA. O mercado solar. Disponível em: <<http://renewenergia.com.br/portalbianeel/>>. Acesso em: 29 ago. 2019.

RIBEIRO, A. C. *A Economia Fluminense: análise da conjuntura e perspectivas*. Rio de Janeiro: Autografia, 2019.

RIFKIN, J. *A Terceira Revolução Industrial*. São Paulo: M. Books, 2012.

ROSA, A. V. *Processos de energias renováveis*. 3. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

ROSA, D. J. M.; ZILLES, R. Caracterização da energia solar disponível na região do lagamar, município de Cananéia. *In: Encontro de Energia no Meio Rural*, 4. 2002, Campinas/SP.

RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SANTOS, M. A. *et al.* Estimates of GHG emissions by hydroelectric reservoirs: The Brazilian case. *Energy*, 2017, v. 133, p. 99-107.

SANTOS, M. A. (org.). *Fontes de energia nova e renovável*. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA, DA INDÚSTRIA NAVAL E DO PETRÓLEO. *Atlas eólico do estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro, 2002.

SEINFELD, J. H.; PANDIS, S.N. *Atmospheric Chemistry and Physics: From Air Pollution to Climate Change*. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 2006.

SENADO FEDERAL. Aprova o texto do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC, celebrado em Paris, em 12 de dezembro de 2015, e assinado em Nova York, em 22 de abril de 2016. Decreto legislativo nº 140, de 2016. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/legislacao/ListaTextoSigen.action?norma=588274&id=14374571&idBinario=15642126>>. Acesso em: 25 fev. 2019.

SCHIMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA JR., A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, 2016, v. 85, p. 137-147.

SCIENTIFIC AMERICAN BRASIL. *História – a ciência na era dos inventores*. São Paulo: Duetto, 2006.

SILVA, S. S. F. *et al.* Complementaridade hidro eólica: desafios e perspectivas para o planejamento energético nacional. *Holos*, 2015, v. 6, p. 32-53.

SHEKARCHIAN, M. *et al.* A review on the pattern of electricity generation and emission in Malaysia from 1976 to 2008. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, v. 15, p. 2629-2642.

SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEG). Emissões totais. Disponível em: <[http://plataforma.seeg.eco.br/total\\_emission](http://plataforma.seeg.eco.br/total_emission)>. Acesso em: 13 ago. 2019.

SMITH, P. *et al.* Biophysical and economic limits to negative CO<sub>2</sub> emissions. *Nature Climate Change*, 2016, n. 6, p. 42-50.

SOLARGIS. Investigate your region with Solargis solar resource maps. Disponível em: <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world>>. Acessado em: 28 nov. 2017.

SOLARVOLT. Energia solar em obras públicas: 4 possibilidades transformadoras. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/energia-solar-em-obras-publicas/>>. Acesso em: 30 out. 2019.

STEFFEN, W. *et al.* Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, 2015, n.347, p. 736-746.

STERN, P. C.; SOVACOOOL, B. K.; DIETZ, T. Towards a science of climate and

energy choices. *Nature Climate Change*, 2016, v. 6, p. 547-555.

STHEL, M. S.; TOSTES, J. G. R. Sustainable complex triangular cells. *Jornal Sustainable Development*, 2012, v. 5, n. 8, p. 92-104.

PINHO, J. T. *et al.* *Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia*. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008.

TENG, T.; WANG, X.; ZHIQIANG, L.V. Introducing the emissions trading system to China's electricity sector: Challenges and opportunities. *Energy Policy*, 2014, v. 75, p. 39-45.

TIAGO FILHO, G. L.; DUARTE, P. M.; SILVA, L. J. Falta incentivo ao uso dos pequenos aerogeradores para microgeração no país, afirmam pesquisadores de centro de pesquisa. Disponível em: <<http://cerpch.unifei.edu.br/noticias/>>. Acesso em: 24 mar. 2015.

TOLLEFSON, J.; WEISS, K. Nations adopt historic global climate accord. *Nature*, 2015, n. 528, p. 315-316.

TOLMASQUIM, M. T. (coord.). *Alternativas energéticas sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: RelumeDumará/ COPPE/ CENERGIA, 2004.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). INDCs as communicated by Parties. Disponível em: <<https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>>. Acesso em: 25 fev. 2019.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE. Vista aérea da UENF. Disponível em: <<http://www.uenf.br/portal/index.php/br/foto-aerea.html>>. Acesso em: 30 out. 2019.

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE (UFF). IPÊ. Disponível em: <http://www.producao.uff.br/index.php/aplicativos>. Acesso em: 15 set. 2019.

VALOR. Tolmasquim defende modelo de geração distribuída. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3220180/tolmasquim-defende-modelo-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 28 set. 2017.

VALOR. Emissão de CO<sub>2</sub> para energia fica estagnada em 2015. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/internacional/4483194/emissao-de-co2-para-energia-fica-estagnada-em-2015>>. Acesso em: 17 mar. 2016b.

VARUN; BHAT, I. K.; PRAKASH, R. LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, v. 13, n. 5, p. 1067–1073.

VILLALVA, M. G. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (WWEA). Statistics. Disponível em: <<https://library.wwindea.org/global-statistics-2018-preliminary/>>. Acesso em: 31 out. 2016.

YERGIN, D. *A Busca*. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

XIE, Z.*et al.* Effects of Precipitation Variation on Severe Acid Rain in Southern China. *Journal of Geographical Sciences*, 2009, n. 19, p. 489-501.

## APÊNDICE A – Irradiação solar média anual nas regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ

### Região Central

#### Centro

Latitude: 21,76° S  
Longitude: 41,32° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,349° O		5,5	6,33	6,54	5,25	4,52	3,79	3,54	3,59	4,37	4,70	5,10	5,15	6,04	4,91	3,01
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,349° O		7,2	6,29	6,50	5,25	4,52	3,80	3,55	3,59	4,37	4,70	5,08	5,14	5,99	4,90	2,96
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,249° O		8,6	6,42	6,61	5,31	4,54	3,80	3,54	3,60	4,39	4,73	5,18	5,23	6,10	4,95	3,07

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



#### Guarus

Latitude: 21,73° S  
Longitude: 41,32° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,349° O		4,4	6,29	6,50	5,25	4,52	3,80	3,55	3,59	4,37	4,70	5,08	5,14	5,99	4,90	2,96
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,249° O		8,0	6,38	6,59	5,29	4,53	3,78	3,55	3,60	4,40	4,75	5,17	5,18	6,06	4,84	3,04
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,349° O		8,5	6,33	6,54	5,25	4,52	3,79	3,54	3,59	4,37	4,70	5,10	5,15	6,04	4,91	3,01

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## Goitacazes

Latitude: 21,83° S  
Longitude: 41,23° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,249° O	3,8	6,42	6,61	5,31	4,54	3,80	3,54	3,60	4,39	4,73	5,18	5,23	6,10	4,95	3,07
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,249° O	8,1	6,45	6,66	5,29	4,55	3,81	3,52	3,59	4,38	4,74	5,19	5,28	6,15	4,97	3,14
✓	Sao Joao da Barra	Sao Joao da Barra	RJ	BRASIL	21,801° S	41,149° O	9,0	6,50	6,68	5,35	4,54	3,80	3,53	3,61	4,42	4,77	5,25	5,25	6,13	4,99	3,15

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## Região da Baixada Campista

### Santo Amaro

Latitude: 21,98° S  
Longitude: 41,13° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	22° S	41,149° O	3,0	6,53	6,77	5,31	4,59	3,81	3,50	3,59	4,39	4,79	5,27	5,35	6,20	5,01	3,27
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	22° S	41,049° O	8,7	6,57	6,66	5,37	4,62	3,85	3,53	3,64	4,43	4,89	5,39	5,46	6,28	5,06	3,13
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,149° O	9,0	6,52	6,70	5,32	4,53	3,80	3,53	3,60	4,40	4,77	5,24	5,26	6,14	4,98	3,18

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## São Sebastião

Latitude: 21,86° S  
Longitude: 41,21° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,249° O		6,1	6,45	6,66	5,29	4,55	3,81	3,52	3,59	4,38	4,74	5,19	5,28	6,15	4,97	3,14
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,249° O		7,7	6,42	6,61	5,31	4,54	3,80	3,54	3,60	4,39	4,73	5,18	5,23	6,10	4,95	3,07
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,149° O		7,8	6,52	6,70	5,32	4,53	3,80	3,53	3,60	4,40	4,77	5,24	5,26	6,14	4,98	3,18

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## Mussurepe

Latitude: 21,92° S  
Longitude: 41,15° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,149° O		2,1	6,52	6,70	5,32	4,53	3,80	3,53	3,60	4,40	4,77	5,24	5,26	6,14	4,98	3,18
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	22° S	41,149° O		8,9	6,53	6,77	5,31	4,59	3,81	3,60	3,59	4,39	4,79	5,27	5,35	6,20	5,01	3,27
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,249° O		10,4	6,45	6,66	5,29	4,55	3,81	3,52	3,59	4,38	4,74	5,19	5,28	6,15	4,97	3,14

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## Tocos

Latitude: 21,9° S  
Longitude: 41,29° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,249° O		4,2	6,45	6,66	5,29	4,55	3,81	3,52	3,59	4,38	4,74	5,19	5,28	6,15	4,97	3,14
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,349° O		6,1	6,37	6,58	5,27	4,56	3,80	3,52	3,59	4,37	4,69	5,13	5,20	6,08	4,93	3,06
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,249° O		11,8	6,42	6,61	5,31	4,54	3,80	3,54	3,60	4,39	4,73	5,18	5,23	6,10	4,95	3,07

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



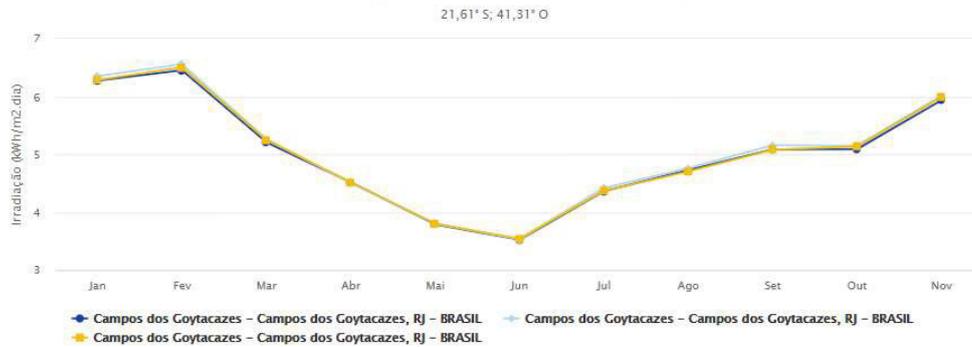
## Região Norte

### Travessão

Latitude: 21,61° S  
Longitude: 41,31° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,601° S	41,349° O		4,2	6,28	6,45	5,21	4,52	3,79	3,63	3,59	4,37	4,73	5,08	5,09	5,93	4,88	2,93
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,601° S	41,249° O		6,4	6,35	6,66	5,26	4,50	3,81	3,63	3,59	4,42	4,76	5,16	5,15	6,02	4,93	3,03
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,349° O		10,9	6,29	6,60	5,25	4,52	3,80	3,65	3,59	4,37	4,70	5,08	5,14	5,99	4,90	2,86

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



### Morro do Coco

Latitude: 21,38° S  
Longitude: 41,35° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,401° S	41,349° O		2,3	6,32	6,45	5,18	4,51	3,82	3,63	3,60	4,39	4,74	5,05	5,04	5,86	4,87	2,92
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,301° S	41,349° O		8,8	6,33	6,45	5,21	4,53	3,84	3,66	3,62	4,42	4,81	5,12	5,04	5,87	4,90	2,89
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,401° S	41,449° O		10,5	6,33	6,39	5,20	4,51	3,83	3,63	3,64	4,40	4,77	5,07	5,03	5,91	4,88	2,85

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

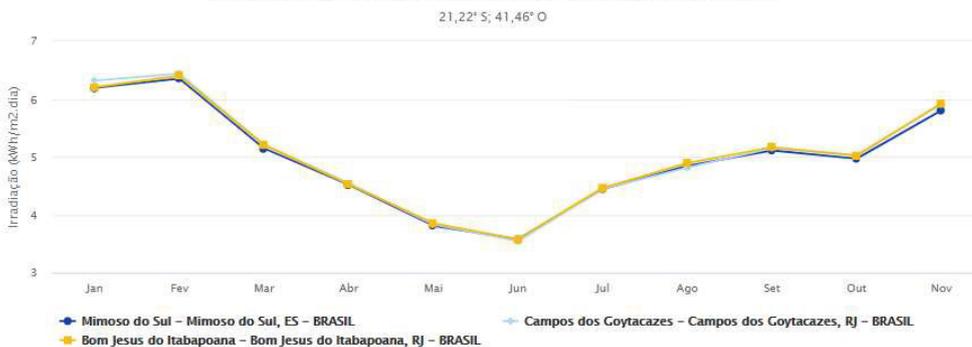


### Santo Eduardo

Latitude: 21,22° S  
Longitude: 41,46° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Mimoso do Sul	Mimoso do Sul	ES	BRASIL	21,201° S	41,449° O		2,4	6,19	6,36	5,15	4,52	3,81	3,68	3,65	4,45	4,84	5,11	4,97	5,80	4,87	2,77
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,301° S	41,449° O		9,1	6,32	6,44	5,21	4,54	3,84	3,64	3,64	4,45	4,82	5,15	5,02	5,91	4,91	2,90
✓	Bom Jesus do Itabapoana	Bom Jesus do Itabapoana	RJ	BRASIL	21,201° S	41,549° O		9,5	6,20	6,40	5,21	4,52	3,86	3,68	3,68	4,46	4,89	5,17	5,03	5,92	4,91	2,82

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

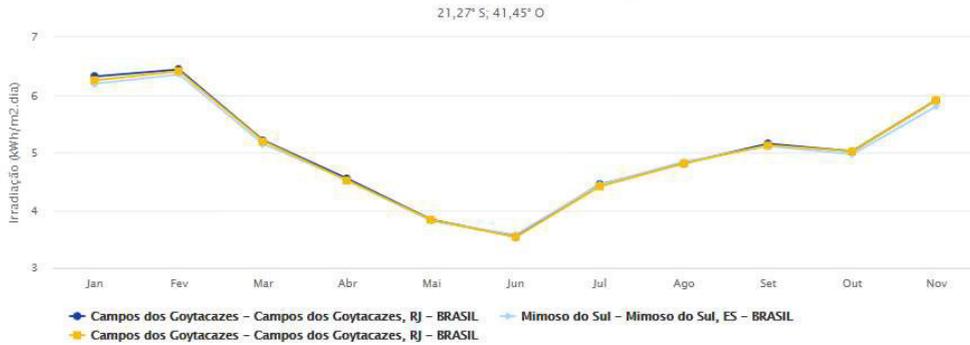


## Santa Maria

Latitude: 21,27° S  
Longitude: 41,45° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta				
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,301° S	41,449° O	3,5	6,32	6,44	5,21	4,54	3,84	3,54	3,64	4,45	4,82	5,15	5,02	5,91	4,91	2,90	
✓	Mimoso do Sul	Mimoso do Sul	ES	BRASIL	21,201° S	41,449° O		7,7	6,19	6,35	5,15	4,52	3,81	3,58	3,65	4,45	4,84	5,11	4,97	5,80	4,87	2,77
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,301° S	41,549° O		10,8	6,25	6,41	5,20	4,51	3,83	3,53	3,64	4,41	4,81	5,13	5,02	5,91	4,89	2,88

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



## Vila Nova

Latitude: 21,45° S  
Longitude: 41,41° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta				
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,401° S	41,449° O		6,8	6,33	6,39	5,20	4,51	3,83	3,53	3,64	4,40	4,77	5,07	5,03	5,91	4,88	2,85
✓	Cardoso Moreira	Cardoso Moreira	RJ	BRASIL	21,5° S	41,449° O		6,9	6,35	6,41	5,24	4,52	3,81	3,53	3,63	4,37	4,77	5,07	5,08	5,91	4,89	2,89
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,401° S	41,349° O		8,3	6,32	6,45	5,18	4,51	3,82	3,53	3,60	4,39	4,74	5,05	5,04	5,86	4,87	2,92

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



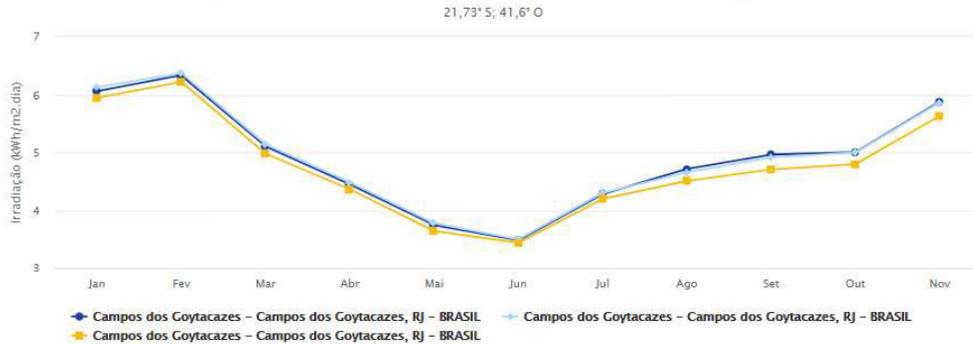
## Região Serrana

### Morangaba

Latitude: 21,73° S  
Longitude: 41,6° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,649° O		6,0	6,06	6,33	5,11	4,45	3,75	3,48	3,57	4,28	4,71	4,96	5,00	5,88	4,80	2,85
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,701° S	41,549° O		6,2	6,13	6,37	5,14	4,49	3,78	3,50	3,56	4,30	4,66	4,91	5,00	5,86	4,81	2,87
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,649° O		9,4	5,94	6,22	4,98	4,36	3,64	3,44	3,50	4,20	4,51	4,70	4,80	5,63	4,66	2,78

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

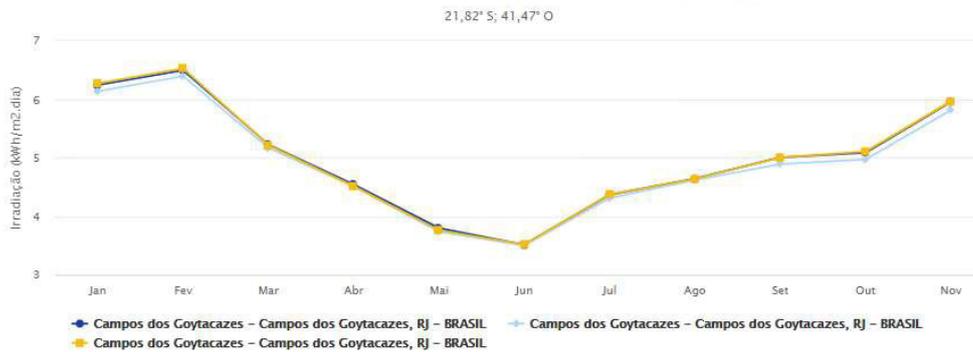


### Ibitioca

Latitude: 21,82° S  
Longitude: 41,47° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,449° O		3,0	6,24	6,49	5,22	4,54	3,80	3,61	3,56	4,37	4,64	5,01	5,08	5,95	4,87	2,98
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,801° S	41,549° O		8,4	6,13	6,39	5,17	4,51	3,74	3,50	3,55	4,31	4,62	4,89	4,97	5,81	4,80	2,89
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,449° O		9,3	6,27	6,53	5,21	4,51	3,76	3,51	3,56	4,37	4,64	5,00	5,10	5,96	4,87	3,01

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



### Serrinha

Latitude: 22,03° S  
Longitude: 41,69° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez	
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	22° S	41,649° O		5,4	6,13	6,41	5,14	4,53	3,76	3,53	3,54	4,38	4,56	4,91	4,88	5,79	4,80	2,88
✓	Santa Maria Madalena	Santa Maria Madalena	RJ	BRASIL	22° S	41,749° O		6,9	5,94	6,18	5,01	4,42	3,72	3,49	3,52	4,29	4,49	4,75	4,66	5,56	4,67	2,69
✓	Quissama	Quissama	RJ	BRASIL	22,101° S	41,649° O		9,0	6,19	6,44	5,18	4,54	3,76	3,51	3,54	4,37	4,58	4,97	4,95	5,84	4,82	2,93

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



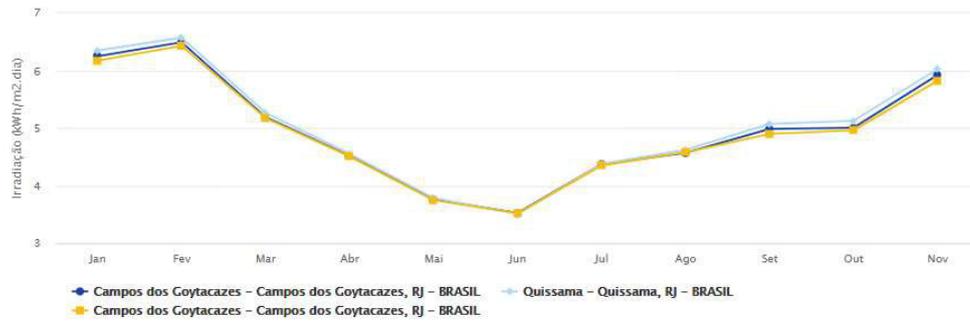
## Dores de Macabu

Latitude: 21,99° S  
Longitude: 41,51° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	22° S	41.549° O	4,2	6,25	6,49	5,19	4,52	3,77	3,53	3,56	4,37	4,57	4,98	5,01	5,92	4,85	2,96
✓	Quissama	Quissama	RJ	BRASIL	22° S	41.449° O	6,4	6,34	6,67	5,26	4,55	3,79	3,51	3,56	4,38	4,62	5,07	5,13	6,02	4,90	3,06
✓	Campos dos Goytacazes	Campos dos Goytacazes	RJ	BRASIL	21,901° S	41,549° O	10,7	6,17	6,43	5,17	4,51	3,75	3,52	3,55	4,35	4,58	4,90	4,96	5,82	4,81	2,91

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

21,99° S; 41,51° O



## APÊNDICE B – Velocidade média anual dos ventos e densidade de potência nas regiões do município de Campos dos Goytacazes/ RJ

### Região Central

#### Centro

##### Dados de Vento

Latitude: 21,73° S  
Longitude: 41,32° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	4,77	4,4	4,9	5,16	4,81
fator c		5,39	4,97	5,53	5,82	5,43
fator k		2,25	2,31	2,31	2,31	2,3
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	114	87	121	141	116

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,73° S; 41,32° O



### Guarus

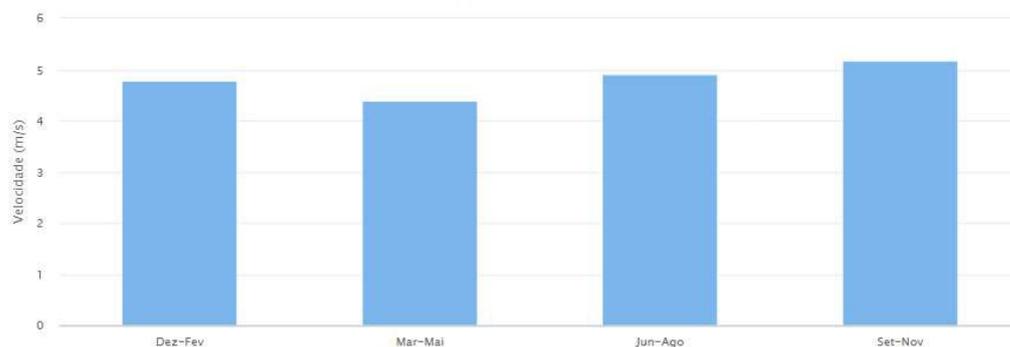
##### Dados de Vento

Latitude: 21,76° S  
Longitude: 41,32° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	4,78	4,4	4,9	5,17	4,81
fator c		5,4	4,97	5,53	5,84	5,43
fator k		2,26	2,31	2,31	2,31	2,29
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	114	87	121	142	116

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,76° S; 41,32° O



## Goitacazes

### Dados de Vento

Latitude:21,83° S  
Longitude:41,23° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	6,4	5,75	6,44	6,84	6,36
fator c		7,23	6,49	7,27	7,72	7,18
fator k		2,24	2,31	2,33	2,36	2,31
densidade de potência	W/m2	276	195	272	323	267

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,83° S;41,23° O



## Região da Baixada Campista

### Santo Amaro

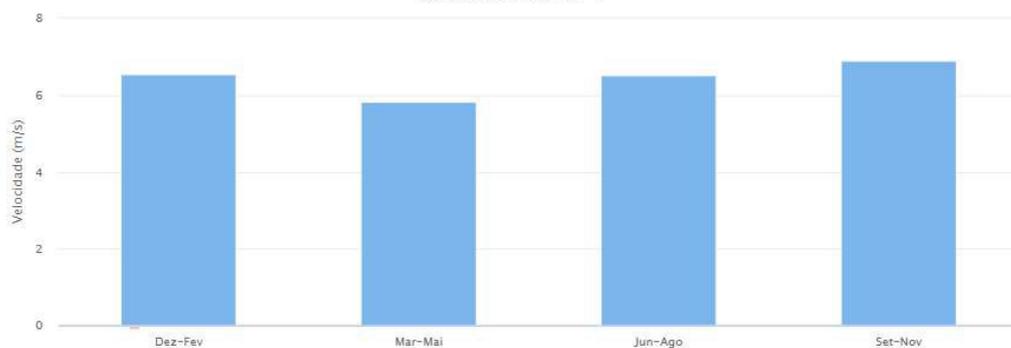
### Dados de Vento

Latitude:21,98° S  
Longitude:41,13° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	6,53	5,82	6,51	6,91	6,44
fator c		7,37	6,57	7,34	7,79	7,27
fator k		2,2	2,25	2,4	2,47	2,32
densidade de potência	W/m2	298	207	275	322	276

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,98° S;41,13° O



## São Sebastião

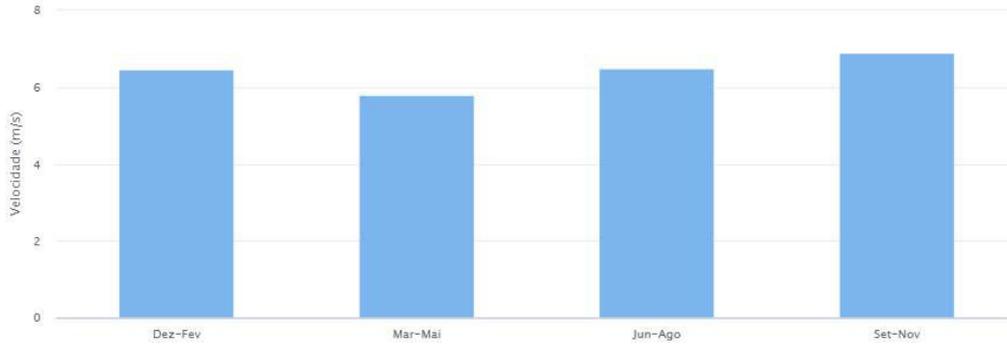
### Dados de Vento

Latitude:21,86° S  
Longitude:41,21° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	6,47	5,79	6,48	6,9	6,41
fator c		7,31	6,54	7,31	7,76	7,23
fator k		2,23	2,3	2,35	2,39	2,31
densidade de potência	W/m2	286	200	276	326	273

### Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,86° S;41,21° O



## Mussurepe

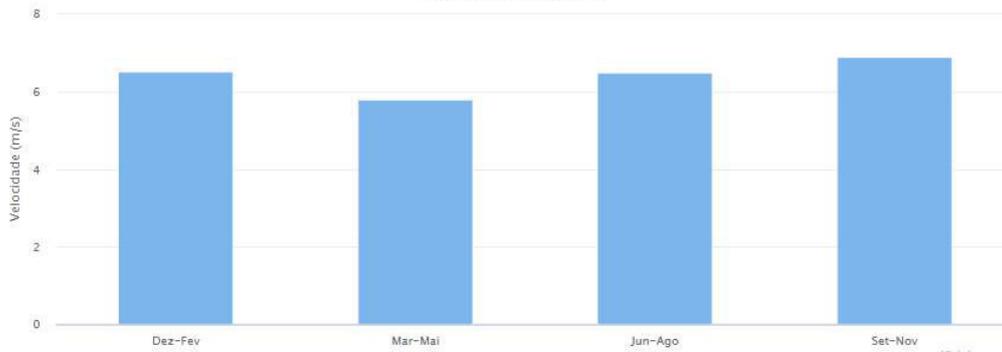
### Dados de Vento

Latitude:21,92° S  
Longitude:41,15° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	6,52	5,8	6,5	6,91	6,43
fator c		7,36	6,55	7,33	7,79	7,26
fator k		2,22	2,28	2,38	2,45	2,32
densidade de potência	W/m2	294	202	275	324	274

### Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,92° S;41,15° O



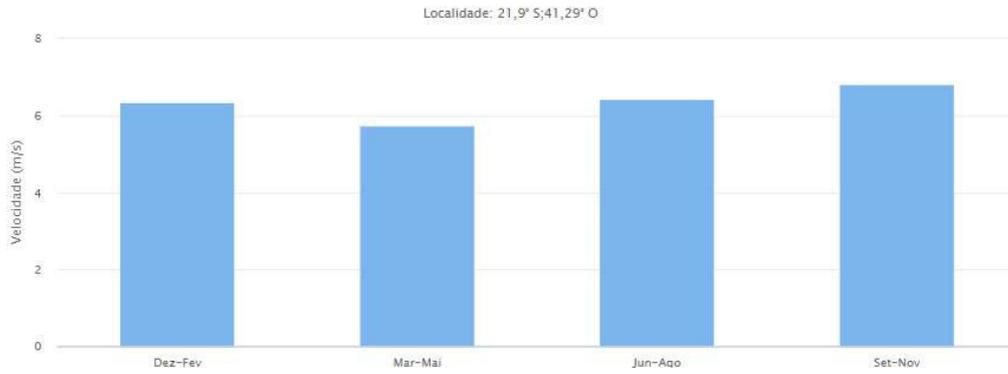
## Tocos

### Dados de Vento

Latitude:21,9° S  
Longitude:41,29° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	6,35	5,75	6,44	6,82	6,34
fator c		7,17	6,49	7,27	7,7	7,16
fator k		2,26	2,29	2,34	2,35	2,3
densidade de potência	W/m2	268	197	271	321	264

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]



## Região Norte

## Travessão

### Dados de Vento

Latitude:21,61° S  
Longitude:41,31° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,64	5,17	5,75	6,03	5,65
fator c		6,37	5,84	6,49	6,81	6,38
fator k		2,15	2,25	2,27	2,32	2,25
densidade de potência	W/m2	196	145	198	224	191

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]



## Morro do Coco

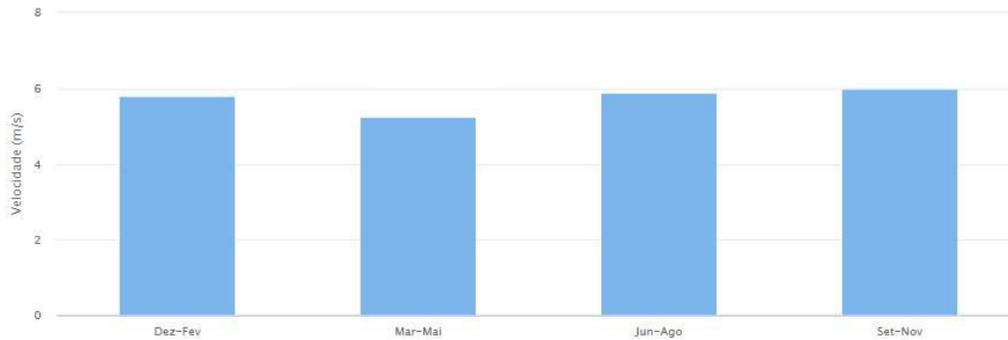
### Dados de Vento

Latitude:21,38° S  
Longitude:41,35° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,79	5,26	5,87	5,98	5,73
fator c		6,54	5,94	6,63	6,75	6,47
fator k		2,14	2,27	2,21	2,25	2,23
densidade de potência	W/m2	213	152	216	224	201

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,38° S;41,35° O



## Santo Eduardo

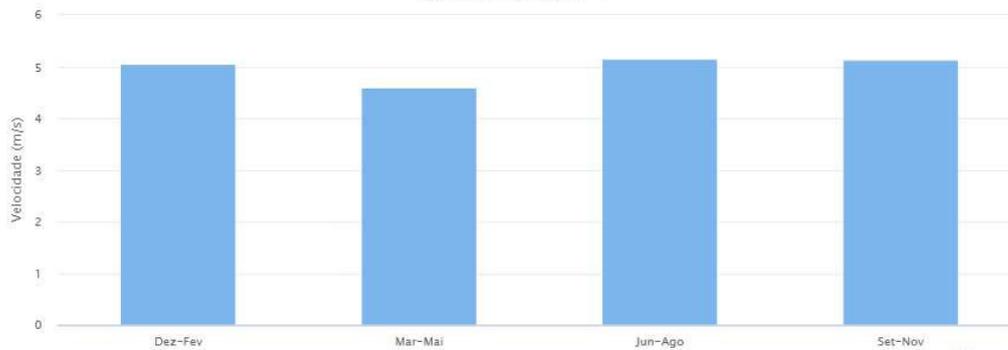
### Dados de Vento

Latitude:21,22° S  
Longitude:41,46° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,05	4,59	5,16	5,13	4,98
fator c		5,7	5,18	5,83	5,79	5,62
fator k		2,09	2,21	2,17	2,17	2,16
densidade de potência	W/m2	144	103	149	146	136

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,22° S;41,46° O



## Santa Maria

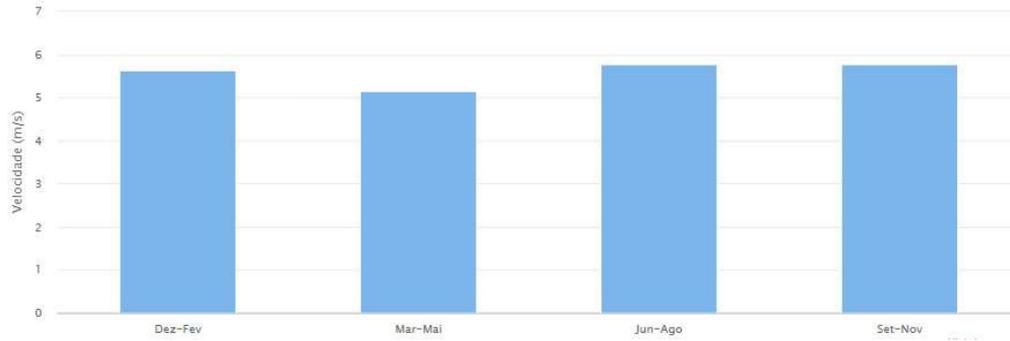
### Dados de Vento

Latitude: 21,27° S  
Longitude: 41,45° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,64	5,15	5,77	5,78	5,59
fator c		6,37	5,81	6,52	6,53	6,31
fator k		2,1	2,22	2,18	2,18	2,19
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	200	145	207	208	190

### Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,27° S; 41,45° O



## Vila Nova

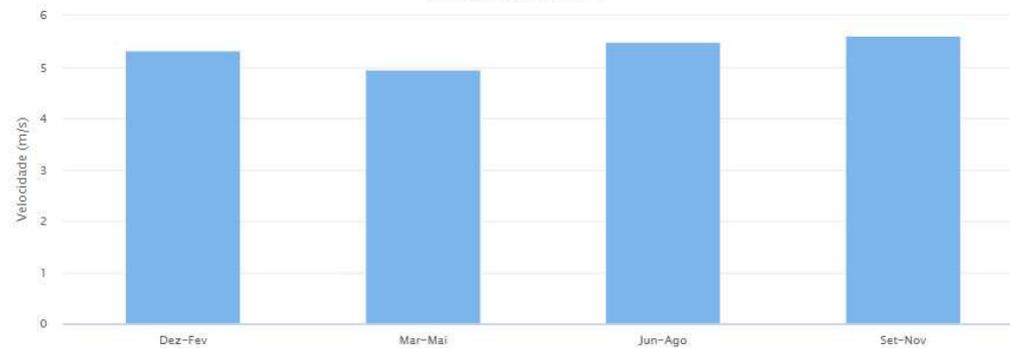
### Dados de Vento

Latitude: 21,45° S  
Longitude: 41,41° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,31	4,94	5,48	5,61	5,34
fator c		6	5,58	6,19	6,33	6,03
fator k		2,14	2,27	2,24	2,25	2,24
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	164	126	173	185	162

### Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,45° S; 41,41° O



## Região Serrana

### Morangaba

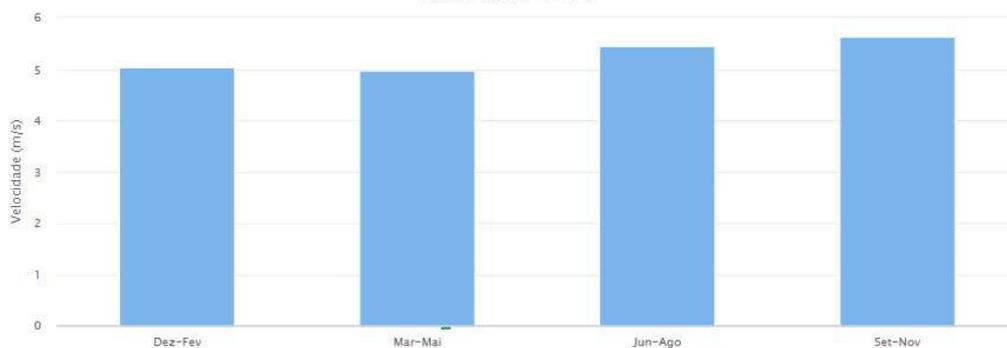
#### Dados de Vento

Latitude: 21,73° S  
Longitude: 41,6° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,03	4,96	5,45	5,62	5,27
fator c		5,68	5,6	6,15	6,34	5,96
fator k		2,35	2,32	2,33	2,27	2,33
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	129	125	165	185	151

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,73° S; 41,6° O



### Ibitioca

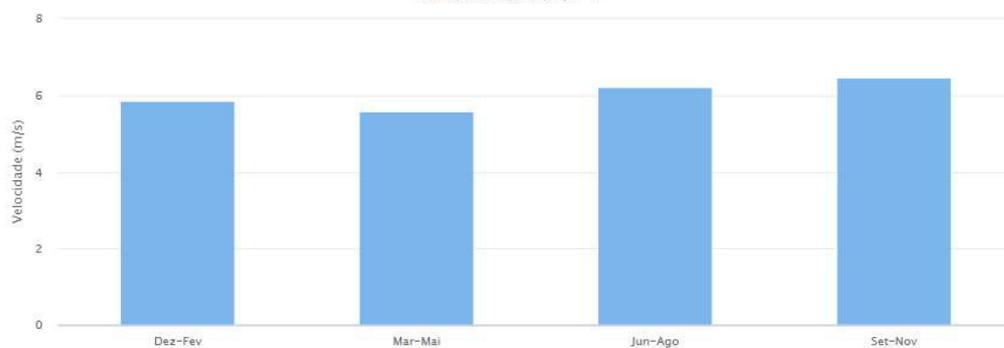
#### Dados de Vento

Latitude: 21,82° S  
Longitude: 41,47° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,86	5,59	6,21	6,45	6,03
fator c		6,61	6,31	7,01	7,28	6,81
fator k		2,33	2,31	2,33	2,29	2,32
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	205	179	244	277	226

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]

Localidade: 21,82° S; 41,47° O



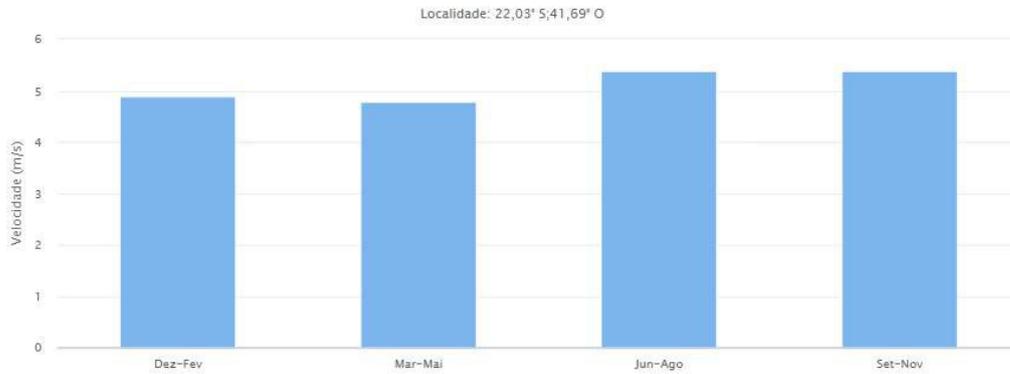
## Serrinha

### Dados de Vento

Latitude: 22,03° S  
Longitude: 41,69° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	4,89	4,78	5,38	5,38	5,11
fator c		5,52	5,4	6,07	6,07	5,77
fator k		2,31	2,27	2,42	2,32	2,34
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	120	114	154	159	137

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]



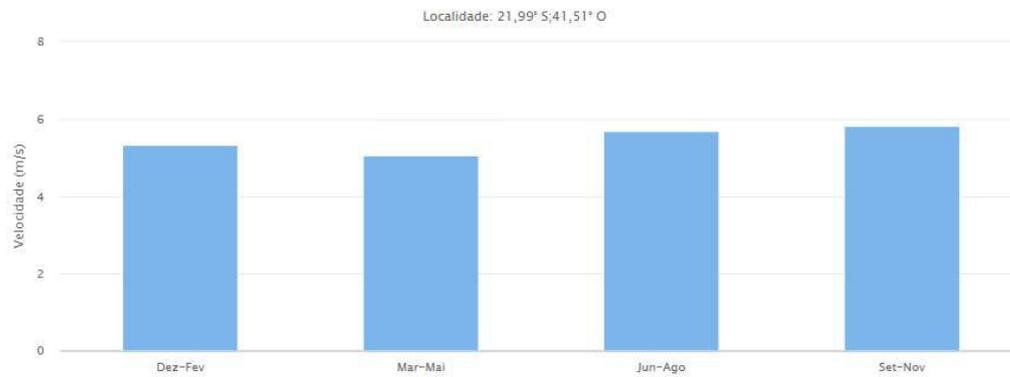
## Dores de Macabu

### Dados de Vento

Latitude: 21,99° S  
Longitude: 41,51° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,34	5,06	5,68	5,84	5,48
fator c		6,03	5,71	6,41	6,59	6,19
fator k		2,28	2,25	2,36	2,31	2,3
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	158	136	185	205	171

Velocidade Média Sazonal de Vento a 50 m de Altura [m/s]



## APÊNDICE C – Dados técnicos do módulo fotovoltaico de 330 W<sub>p</sub>, marca Globo Brazil e modelo GBR 330-PA40

### Características técnicas

CARACTERÍSTICA	GBR 260-280	GBR 320-340
CÉLULAS	60 células	72 células
	Policristalina - 156x156mm	
TAMANHO	1640 x 992 x 35mm	1956 x 992 x 40mm
PESO	19kg	27kg
VIDRO	3.2mm	3.2mm
	Temperado - Baixo Teor de Ferro - Prismático - Anti-Reflexo	
CAIXA DE JUNÇÃO	3 Diodos - IP67, Voltagem de 1500 V DC (TUV) 1000 V DC (UL) Corrente 12A e Cable de 4mm2	
MOLDURA	Alumínio Anodizado Fosco	
CONECTORES	Compatível MC4	

### Características elétricas

#### GBR 320p - 340p

STC	GBR320p	GBR325p	GBR330p	GBR335p	GBR340p
Potência Nominal Máxima (P <sub>max</sub> )	320W	325W	330W	335W	340W
Tensão de Potência Máxima (V <sub>mp</sub> )	37.30V	37.07V	37.18V	37.64V	38.11V
Corrente de Máxima Potência (I <sub>mp</sub> )	8.58A	8.78A	8.89A	8.9A	8.92A
Tensão de Circuito Aberto (V <sub>oc</sub> )	45.79V	55.96V	45.08V	45.22V	45.38V
Corrente de Curto-Circuito (I <sub>sc</sub> )	9.93A	9.23A	9.31A	9.39A	9.47A
Eficiência do Módulo	16,51%	16,77%	17,01%	17,25%	17,25%
Temperatura de Operação					
Tensão Máxima do Sistema					
Corrente Máxima por Fusíveis em Série					
Tolerância de Potência					

Condição padrão de teste STC: temperatura ambiente de 25°C e irradiância de 1000W/m<sup>2</sup>.

## APÉNDICE D – Datos técnicos dos inversores CC/CA marca Ingeteam e modelos Ingecon Sun 40 e Ingecon Sun 60

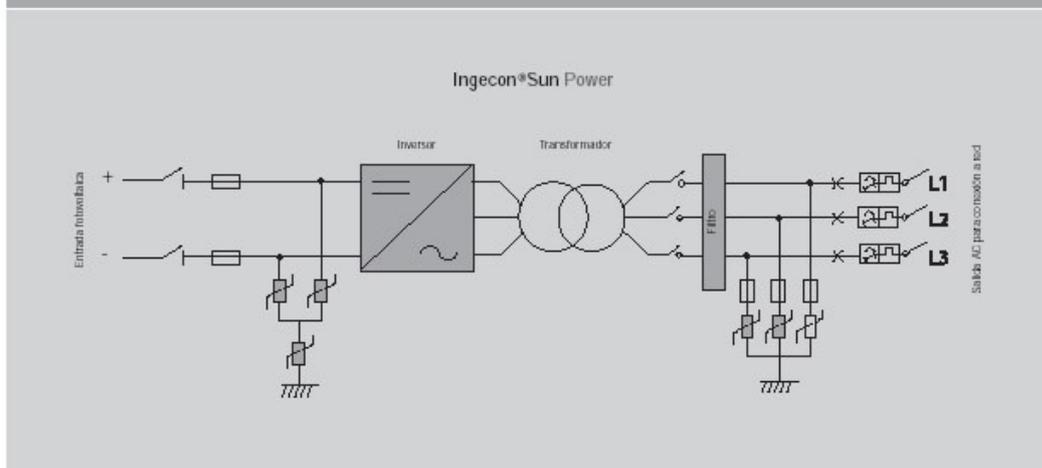
### Características técnicas

Modelo	Ingecon®Sun 50	Ingecon®Sun 60	Ingecon®Sun 70	Ingecon®Sun 80	Ingecon®Sun 90	Ingecon®Sun 100
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo PV recomendado <sup>1)</sup>	57 - 65 kWp	69 - 78 kWp	80 - 91 kWp	92 - 104 kWp	103 - 117 kWp	115 - 130 kWp
Rango de tensión MPP <sup>2)</sup>	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC <sup>3)</sup>	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	143 A	172 A	200 A	229 A	257 A	286 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal AC modo HT <sup>4)</sup>	50 kW	60 kW	70 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Potencia nominal AC modo HP <sup>4)</sup>	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi <sup>5)</sup>	1	1	1	1	1	1
THD <sup>5)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	96,3%	96,40%	97,20%	97,50%	96,90%	96,80%
Euroeficiencia	94,30%	94,70%	96,10%	96,20%	95,80%	95,70%
<b>Datos Generales</b>						
Consumo energía standby	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo energía nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 20	IP 20	P 20	IP 20	IP 20	IP 20
Referencias normativas	RD 661/2007, EN 50178, Reglamento VDEW BT					
	RTC alle rete BT di Enel Distribuzione					
	CEI 11-20					
	CEI 11-20 V1					
	CEI 0-16					
Marcado CE						

Modo HT (High temperature) - Potencias nominales a 45°C

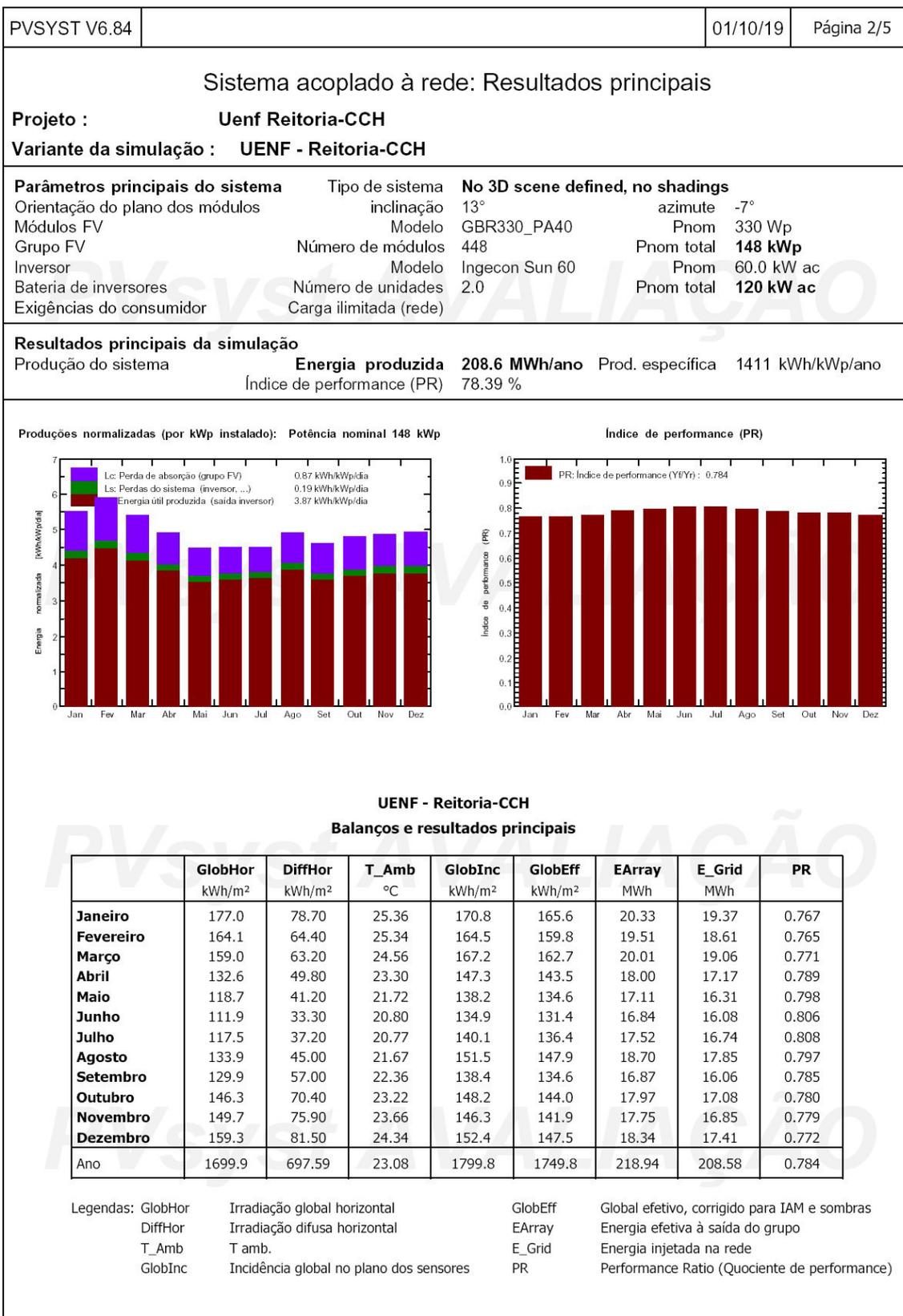
Modo HP (high power) - Potencias nominales a 40°C

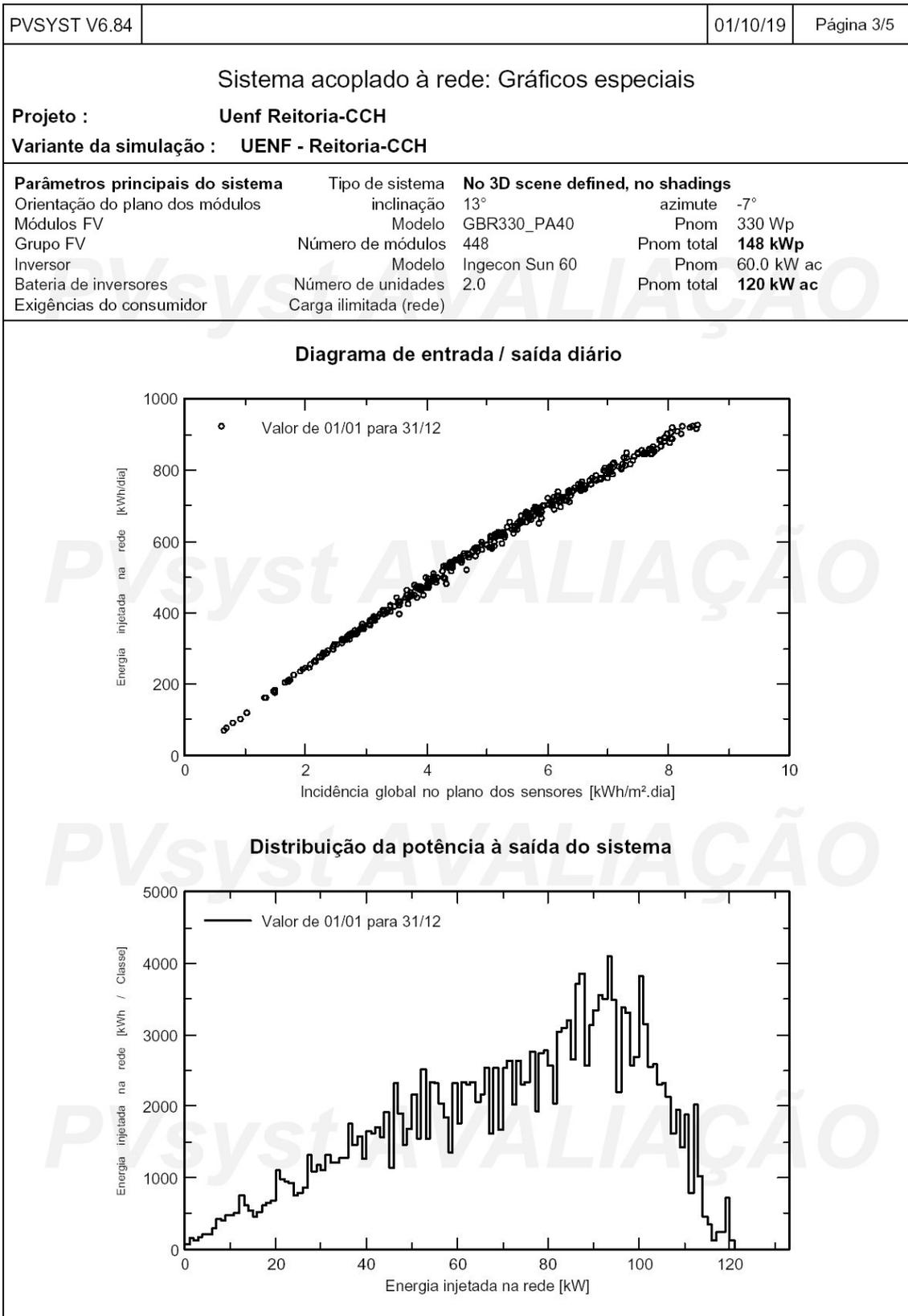
Notas: <sup>1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica <sup>2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. <sup>3)</sup> Hasta 45°C ambiente, Pmax=110% Prom para transitorios no permanentes. <sup>4)</sup> Hasta 40°C ambiente, Pmax = Prom. <sup>5)</sup> Para PFC > 25% de la potencia nominal



## APÊNDICE E – Simulação de sistema de GD nos prédios do CCH e Reitoria

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>			
<b>Projeto : Uenf Reitoria-CCH</b>			
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m
	Albedo 0.20		
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético	
<b>Variante da simulação : UENF - Reitoria-CCH</b>			
	Data da simulação	01/10/19 14h06	
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	13°	Azimute -7°
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte		
<b>Sombras próximas</b>	Sem sombras		
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)		
<b>Características do grupo FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>
Original PVSyst database		Fabricante	Globo Brazil
Número de módulos FV		Em série	14 módulos
Número total de módulos FV		Nr. módulos	448
Potência global do grupo		Nominal (STC)	<b>148 kWp</b>
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	461 V
Superfície total		Superfície módulos	<b>868 m<sup>2</sup></b>
			Em paralelo 32 strings
			Potência unitária 330 Wp
			Em condições de func. 131 kWp (50°C)
			1 mpp 283 A
			Superfície célula 785 m <sup>2</sup>
<b>Inversor</b>			
		Modelo	<b>Ingecon Sun 60</b>
Original PVSyst database		Fabricante	Ingeteam
Características	Tensão de funcionamento	405-750 V	Potência unitária 60.0 kWac
Bateria de inversores	N.º de inversores	2 unidades	Potência total 120 kWac
			Rácio Pnom 1.23
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>			
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	28 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
	0°	30°	50°
	1.000	0.999	0.987
		60°	70°
		0.962	0.892
			75°
			0.816
			80°
			0.681
			85°
			0.440
			90°
			0.000





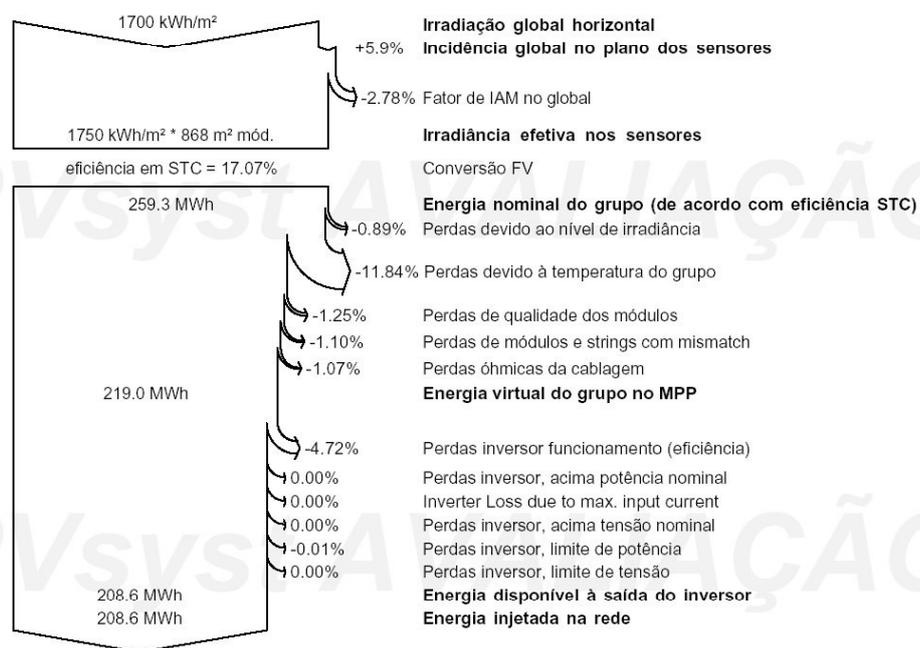
PVSYST V6.84	01/10/19	Página 4/5
--------------	----------	------------

### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

**Projeto :** Uenf Reitoria-CCH  
**Variante da simulação :** UENF - Reitoria-CCH

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	13°	azimute -7°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	448	Pnom total <b>148 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom 60.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>120 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

#### Diagrama das perdas do ano inteiro

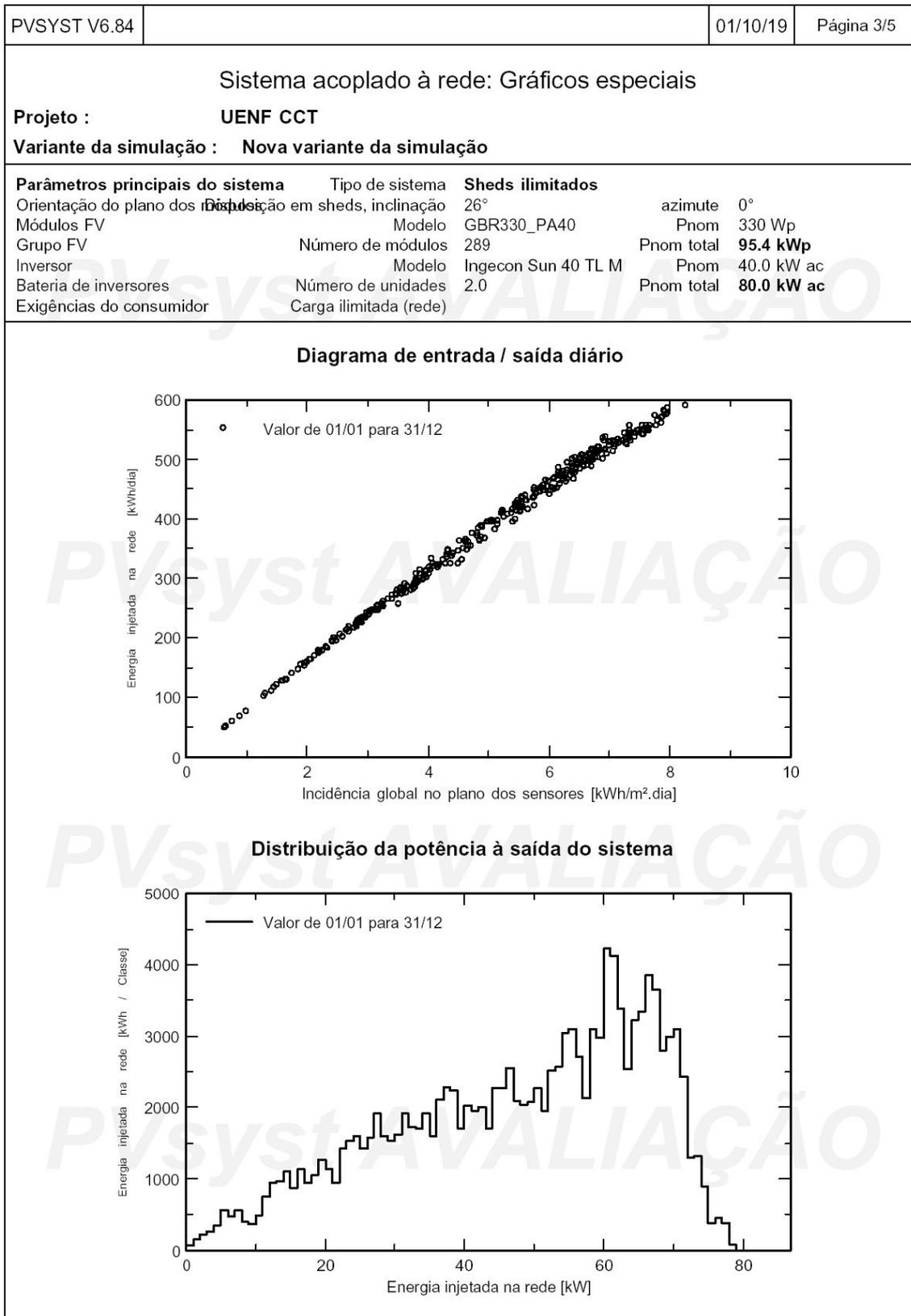


PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto : Uenf Reitoria-CCH</b>			
<b>Variante da simulação : UENF - Reitoria-CCH</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	13°	azimute -7°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	448	Pnom total <b>148 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom 60.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>120 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>402.27 tCO2</b>	
	Source:	Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>506.9 tCO2</b>	
	System production:	208.58 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b>	<b>37.5 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	233 kWp	7050 kg	
Subtotal [kgCO2]	398464	3809	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			

## APÊNDICE F – Simulação de sistema de GD no prédio do CCT

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>									
<b>Projeto : UENF CCT</b>									
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W						
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m						
	Albedo 0.20								
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético							
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>									
	Data da simulação	01/10/19 14h28							
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>							
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	26°	Azimute 0°						
<b>Configuração dos sheds</b>	Nr. de sheds	5	Sheds ilimitados						
	Esp. Entre sheds	6.60 m	Largura módulos 3.00 m						
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m						
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	18.8%	% de ocupação do solo (GCR) 45.5 %						
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteorom						
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte								
<b>Sombras próximas</b>	Sombras mútuas de sheds								
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)								
<b>Características do grupo FV</b>									
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>						
Original PVSyst database		Fabricante	Globo Brazil						
Número de módulos FV		Em série	17 módulos						
Número total de módulos FV		Nr. módulos	289						
Potência global do grupo		Nominal (STC)	<b>95.4 kWp</b>						
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	560 V	Em condições de func. 84.2 kWp (50°C)						
Superfície total	Superfície módulos	<b>560 m<sup>2</sup></b>	Superfície célula 506 m <sup>2</sup>						
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Ingecon Sun 40 TL M</b>						
Original PVSyst database		Fabricante	Ingeteam						
Características	Tensão de funcionamento	300-820 V	Potência unitária 40.0 kWac						
Bateria de inversores	N.º de inversores	2 unidades	Potência total 80 kWac						
			Rácio Pnom 1.19						
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>									
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s						
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	64 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC						
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %						
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP						
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %						
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVSYST V6.84	01/10/19	Página 2/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Resultados principais</b>								
<b>Projeto : UENF CCT</b>								
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>								
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Sheds ilimitados</b>						
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°						
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40						
Grupo FV	Número de módulos	289						
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M						
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0						
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)							
	azimute	0°						
	Pnom	330 Wp						
	Pnom total	<b>95.4 kWp</b>						
	Pnom	40.0 kW ac						
	Pnom total	<b>80.0 kW ac</b>						
<b>Resultados principais da simulação</b>								
Produção do sistema	<b>Energia produzida</b>	<b>138.3 MWh/ano</b>						
	Índice de performance (PR)	79.29 %						
	Prod. específica	1450 kWh/kWp/ano						
<p><b>Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 95.4 kWp</b></p> <p><b>Índice de performance (PR)</b></p>								
<b>Nova variante da simulação</b>								
<b>Balances e resultados principais</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>Janeiro</b>	177.0	78.70	25.36	157.7	149.2	11.94	11.70	0.778
<b>Fevereiro</b>	164.1	64.40	25.34	157.8	150.2	11.90	11.66	0.775
<b>Março</b>	159.0	63.20	24.56	168.2	161.0	12.76	12.50	0.779
<b>Abril</b>	132.6	49.80	23.30	155.8	150.0	12.06	11.82	0.795
<b>Mai</b>	118.7	41.20	21.72	152.7	147.5	11.96	11.72	0.804
<b>Junho</b>	111.9	33.30	20.80	152.9	147.9	12.06	11.82	0.811
<b>Julho</b>	117.5	37.20	20.77	157.3	152.2	12.46	12.21	0.814
<b>Agosto</b>	133.9	45.00	21.67	163.4	157.8	12.77	12.52	0.803
<b>Setembro</b>	129.9	57.00	22.36	141.5	135.4	10.90	10.68	0.792
<b>Outubro</b>	146.3	70.40	23.22	144.2	137.2	11.08	10.85	0.788
<b>Novembro</b>	149.7	75.90	23.66	137.6	130.4	10.61	10.38	0.791
<b>Dezembro</b>	159.3	81.50	24.34	140.0	132.1	10.70	10.47	0.785
<b>Ano</b>	<b>1699.9</b>	<b>697.59</b>	<b>23.08</b>	<b>1829.1</b>	<b>1750.9</b>	<b>141.18</b>	<b>138.31</b>	<b>0.793</b>
Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras				
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo				
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia injetada na rede				
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)				



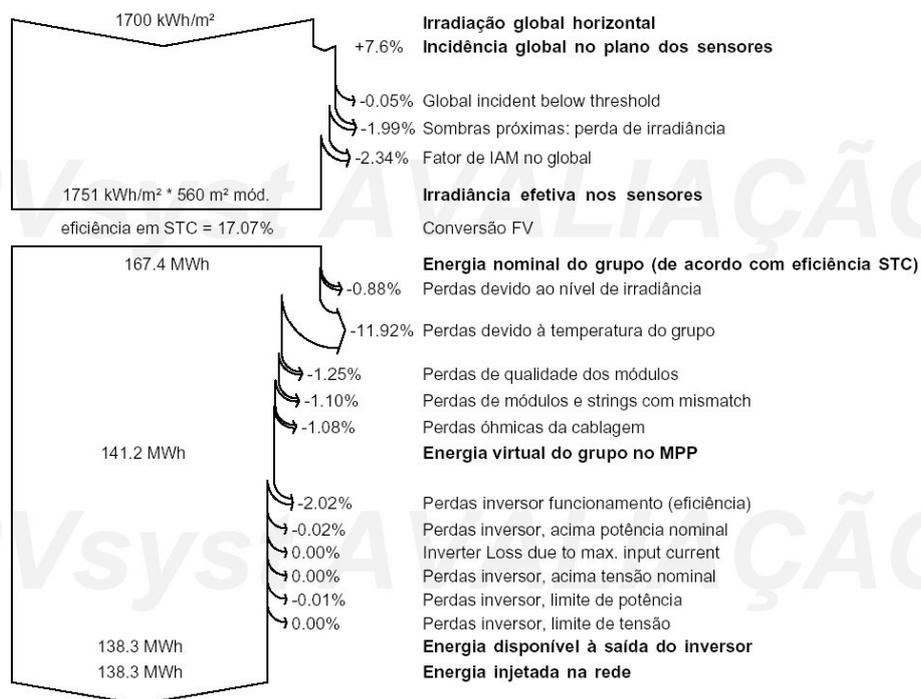
### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : **UENF CCT**

Variante da simulação : **Nova variante da simulação**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	289
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M
Bateria de inversores	Número de unidades	2,0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute 0°
		Pnom 330 Wp
		Pnom total <b>95.4 kWp</b>
		Pnom 40.0 kW ac
		Pnom total <b>80.0 kW ac</b>

#### Diagrama das perdas do ano inteiro

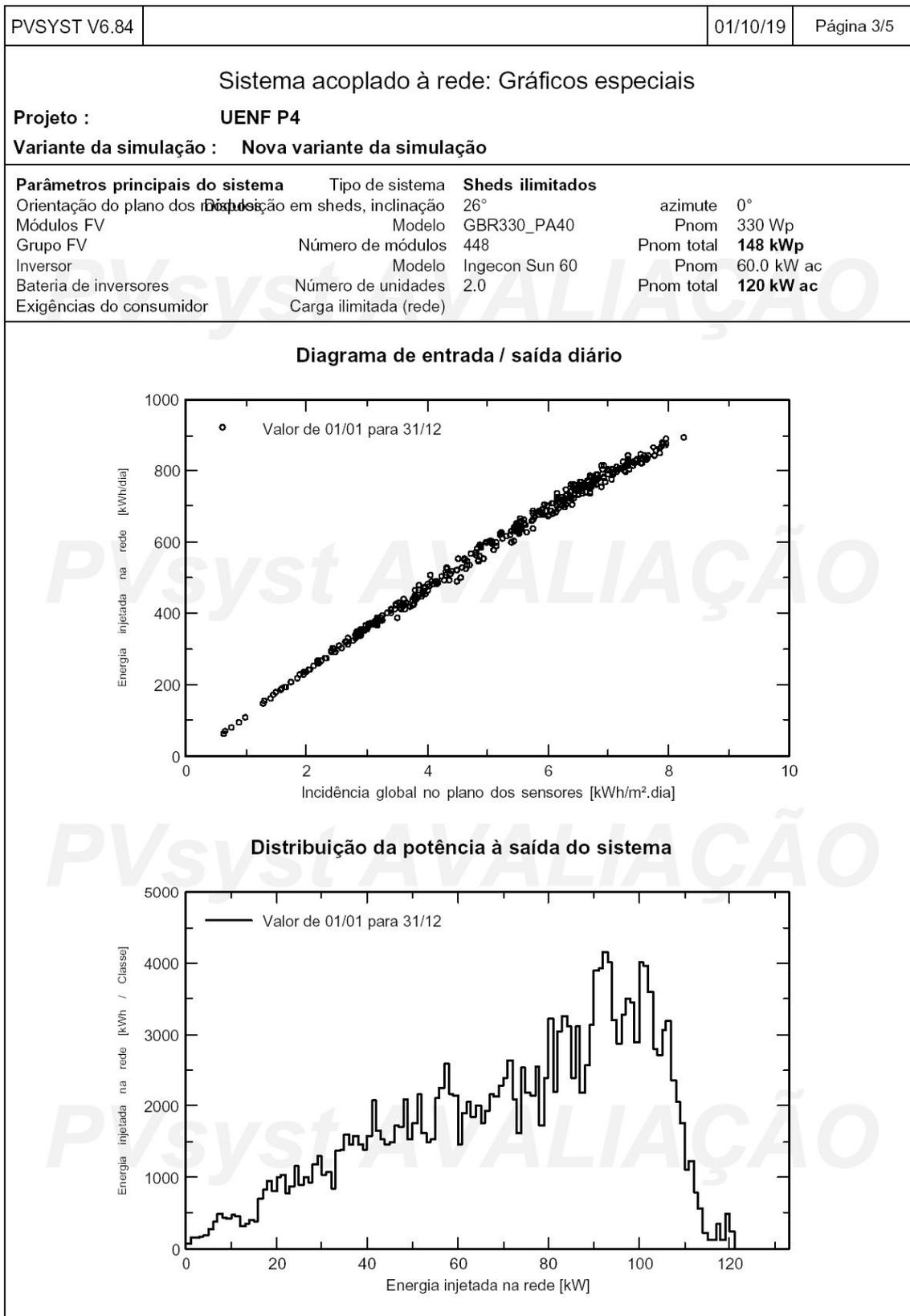


PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto : UENF CCT</b>			
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>			
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	289	Pnom total <b>95.4 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>80.0 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Sheds ilimitados</b>			
<b>Produced Emissions</b>			
		<b>Total: 164.90 tCO2</b>	
		Source: Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>			
		<b>Total: 336.1 tCO2</b>	
System production:		138.31 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
Grid Lifecycle Emissions:		81 gCO2/kWh	
Source:		IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>			
		<b>Total: 126.7 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	95.4 kWp	2890 kg	
Subtotal [kgCO2]	163342	1561	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			

## APÊNDICE G – Simulação de sistema de GD no prédio do P4

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>									
<b>Projeto :</b>	<b>UENF P4</b>								
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W						
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m						
	Albedo	0.20							
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético							
<b>Variante da simulação :</b>	<b>Nova variante da simulação</b>								
	Data da simulação	01/10/19 10h47							
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>							
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	26°	Azimute 0°						
<b>Configuração dos sheds</b>	Nr. de sheds	5	Sheds ilimitados						
	Esp. Entre sheds	6.60 m	Largura módulos 3.00 m						
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m						
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	18.8°	Área de ocupação do solo (GCR) 45.5 %						
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm						
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte								
<b>Sombras próximas</b>	Sombras mútuas de sheds								
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)								
<b>Características do grupo FV</b>									
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>						
Original PVsyst database		Fabricante	Globo Brazil						
Número de módulos FV		Em série	14 módulos						
Número total de módulos FV		Nr. módulos	448						
Potência global do grupo		Nominal (STC)	<b>148 kWp</b>						
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	461 V	I mpp 283 A						
Superfície total	Superfície módulos	<b>868 m<sup>2</sup></b>	Superfície célula 785 m <sup>2</sup>						
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Ingecon Sun 60</b>						
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam						
Características	Tensão de funcionamento	405-750 V	Potência unitária 60.0 kWac						
Bateria de inversores	N.º de inversores	2 unidades	Potência total 120 kWac						
			Rácio Pnom 1.23						
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>									
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s						
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	28 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC						
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %						
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP						
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %						
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVSYST V6.84	01/10/19	Página 2/5																																				
<b>Sistema acoplado à rede: Resultados principais</b>																																						
<b>Projeto : UENF P4</b>																																						
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>																																						
<table border="0"> <tr> <td><b>Parâmetros principais do sistema</b></td> <td><b>Tipo de sistema</b></td> <td><b>Sheds ilimitados</b></td> </tr> <tr> <td>Orientação do plano dos módulos</td> <td>Inclinação em sheds, inclinação</td> <td>26°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>GBR330_PA40</td> </tr> <tr> <td>Grupo FV</td> <td>Número de módulos</td> <td>448</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>Ingecon Sun 60</td> </tr> <tr> <td>Bateria de inversores</td> <td>Número de unidades</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>Exigências do consumidor</td> <td>Carga ilimitada (rede)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>azimute</td> <td>0°</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Pnom</td> <td>330 Wp</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Pnom total</td> <td><b>148 kWp</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Pnom</td> <td>60.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Pnom total</td> <td><b>120 kW ac</b></td> </tr> </table>			<b>Parâmetros principais do sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Sheds ilimitados</b>	Orientação do plano dos módulos	Inclinação em sheds, inclinação	26°	Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Grupo FV	Número de módulos	448	Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			azimute	0°		Pnom	330 Wp		Pnom total	<b>148 kWp</b>		Pnom	60.0 kW ac		Pnom total	<b>120 kW ac</b>
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Sheds ilimitados</b>																																				
Orientação do plano dos módulos	Inclinação em sheds, inclinação	26°																																				
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40																																				
Grupo FV	Número de módulos	448																																				
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60																																				
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0																																				
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)																																					
	azimute	0°																																				
	Pnom	330 Wp																																				
	Pnom total	<b>148 kWp</b>																																				
	Pnom	60.0 kW ac																																				
	Pnom total	<b>120 kW ac</b>																																				
<table border="0"> <tr> <td><b>Resultados principais da simulação</b></td> <td><b>Energia produzida</b></td> <td><b>208.5 MWh/ano</b></td> <td>Prod. específica</td> <td>1410 kWh/kWp/ano</td> </tr> <tr> <td>Produção do sistema</td> <td>Índice de performance (PR)</td> <td>77.09 %</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			<b>Resultados principais da simulação</b>	<b>Energia produzida</b>	<b>208.5 MWh/ano</b>	Prod. específica	1410 kWh/kWp/ano	Produção do sistema	Índice de performance (PR)	77.09 %																												
<b>Resultados principais da simulação</b>	<b>Energia produzida</b>	<b>208.5 MWh/ano</b>	Prod. específica	1410 kWh/kWp/ano																																		
Produção do sistema	Índice de performance (PR)	77.09 %																																				
<table border="0"> <tr> <td><b>Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 148 kWp</b></td> <td><b>Índice de performance (PR)</b></td> </tr> </table> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>			<b>Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 148 kWp</b>	<b>Índice de performance (PR)</b>																																		
<b>Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 148 kWp</b>	<b>Índice de performance (PR)</b>																																					
<b>Nova variante da simulação</b>																																						
<b>Balances e resultados principais</b>																																						
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>																														
<b>Janeiro</b>	177.0	78.70	25.36	157.7	149.2	18.51	17.61	0.755																														
<b>Fevereiro</b>	164.1	64.40	25.34	157.8	150.2	18.44	17.57	0.753																														
<b>Março</b>	159.0	63.20	24.56	168.2	161.0	19.78	18.83	0.757																														
<b>Abril</b>	132.6	49.80	23.30	155.8	150.0	18.70	17.83	0.774																														
<b>Mai</b>	118.7	41.20	21.72	152.7	147.5	18.54	17.68	0.783																														
<b>Junho</b>	111.9	33.30	20.80	152.9	147.9	18.70	17.85	0.790																														
<b>Julho</b>	117.5	37.20	20.77	157.3	152.2	19.31	18.45	0.793																														
<b>Agosto</b>	133.9	45.00	21.67	163.4	157.8	19.80	18.90	0.782																														
<b>Setembro</b>	129.9	57.00	22.36	141.5	135.4	16.90	16.09	0.769																														
<b>Outubro</b>	146.3	70.40	23.22	144.2	137.2	17.18	16.32	0.765																														
<b>Novembro</b>	149.7	75.90	23.66	137.6	130.4	16.44	15.60	0.767																														
<b>Dezembro</b>	159.3	81.50	24.34	140.0	132.1	16.58	15.72	0.759																														
<b>Ano</b>	1699.9	697.59	23.08	1829.1	1750.9	218.89	208.47	0.771																														
Legendas: GlobHor DiffHor T_Amb GlobInc		Irradiação global horizontal Irradiação difusa horizontal T amb. Incidência global no plano dos sensores		GlobEff EArray E_Grid PR		Global efetivo, corrigido para IAM e sombras Energia efetiva à saída do grupo Energia injetada na rede Performance Ratio (Quociente de performance)																																



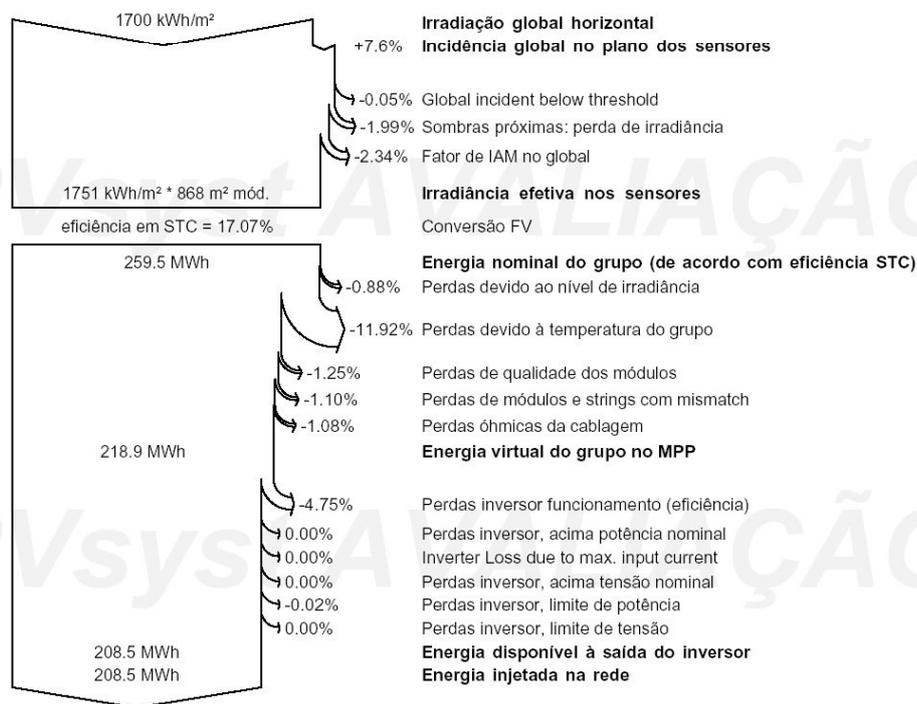
### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : **UENF P4**

Variante da simulação : **Nova variante da simulação**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados
Orientação do plano dos módulos	Inclinação em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	448
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
	azimute	0°
	Pnom	330 Wp
	Pnom total	<b>148 kWp</b>
	Pnom	60.0 kW ac
	Pnom total	<b>120 kW ac</b>

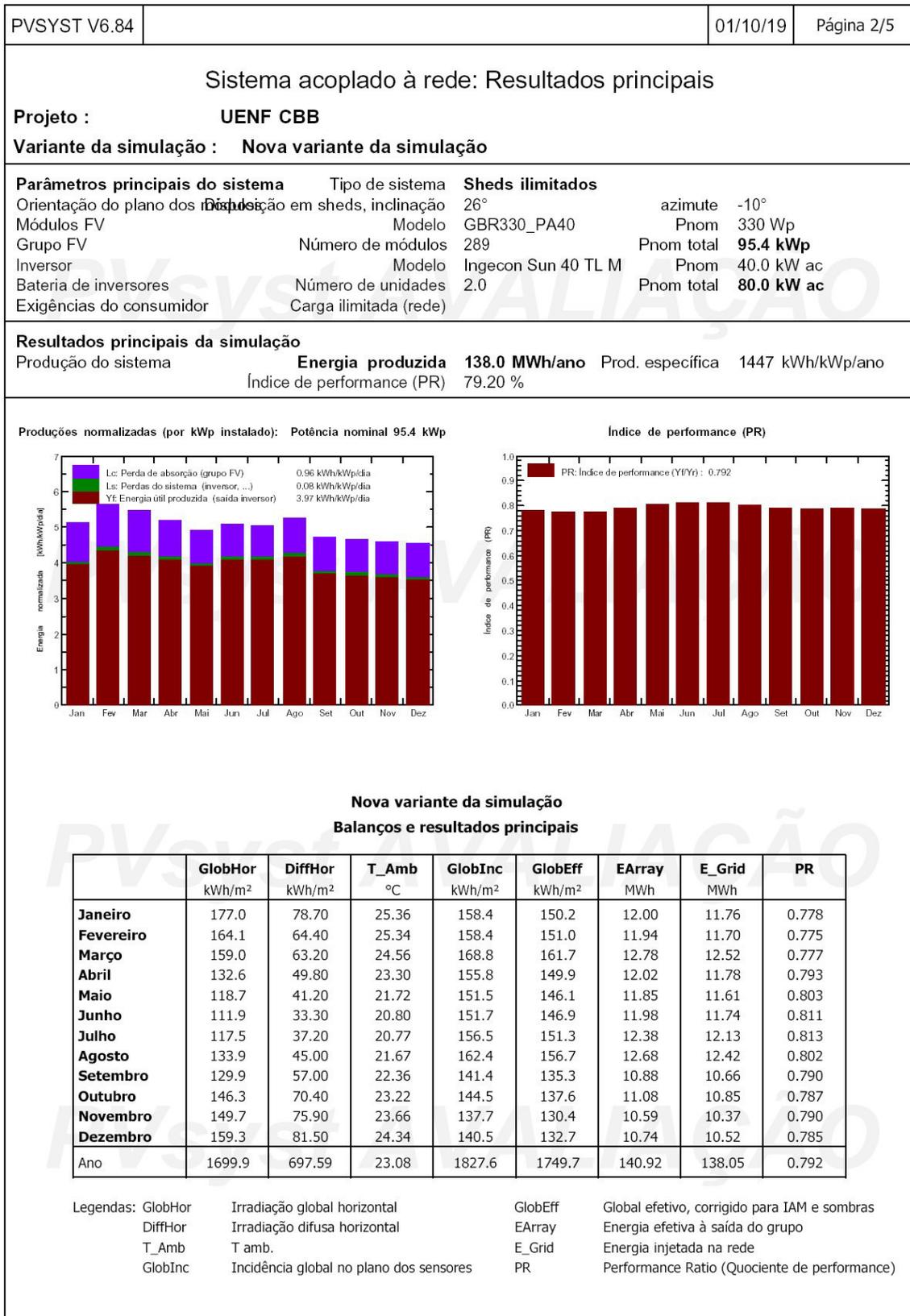
#### Diagrama das perdas do ano inteiro



PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto :</b>		<b>UENF P4</b>	
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>		<b>Sheds ilimitados</b>	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	448	Pnom total <b>148 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom 60.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>120 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Produced Emissions</b>		<b>Total: 255.63 tCO2</b>	
		Source: Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>		<b>Total: 506.6 tCO2</b>	
System production:		208.47 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
Grid Lifecycle Emissions:		81 gCO2/kWh	
Source:		IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>		<b>Total: 183.9 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	148 kWp	4480 kg	
Subtotal [kgCO2]	253209	2420	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			

## APÊNDICE H – Simulação de sistema de GD no prédio do CBB

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>			
<b>Projeto : UENF CBB</b>			
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m
	Albedo 0.20		
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético	
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
	Data da simulação	01/10/19 14h23	
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>	
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	26°	Azimute -10°
<b>Configuração dos sheds</b>	Nr. de sheds	5	Sheds ilimitados
	Esp. Entre sheds	6.60 m	Largura módulos 3.00 m
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	18.8°	Área de ocupação do solo (GCR) 45.5 %
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte		
<b>Sombras próximas</b>	Sombras mútuas de sheds		
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)		
<b>Características do grupo FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>
Original PVsyst database		Fabricante	Globo Brazil
Número de módulos FV		Em série	17 módulos
Número total de módulos FV		Nr. módulos	289
Potência global do grupo		Nominal (STC)	<b>95.4 kWp</b>
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	560 V	Em condições de func. 84.2 kWp (50°C)
Superfície total	Superfície módulos	<b>560 m<sup>2</sup></b>	I mpp 150 A
			Superfície célula 506 m <sup>2</sup>
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Ingecon Sun 40 TL M</b>
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam
Características	Tensão de funcionamento	300-820 V	Potência unitária 40.0 kWac
Bateria de inversores	N.º de inversores	4 * MPPT 50 %	Potência total 80 kWac
			Rácio Pnom 1.19
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>			
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	64 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
	0°	30°	50°
	1.000	0.999	0.987
			60°
			0.962
			70°
			0.892
			75°
			0.816
			80°
			0.681
			85°
			0.440
			90°
			0.000



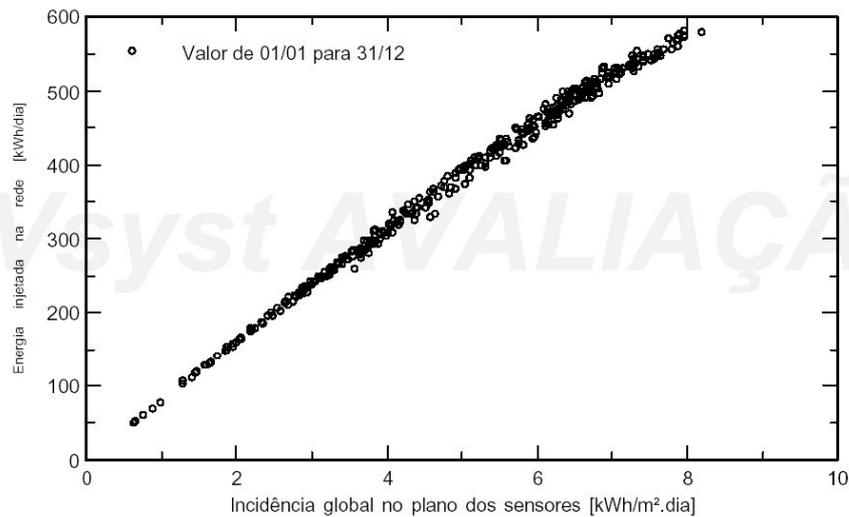
### Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : **UENF CBB**

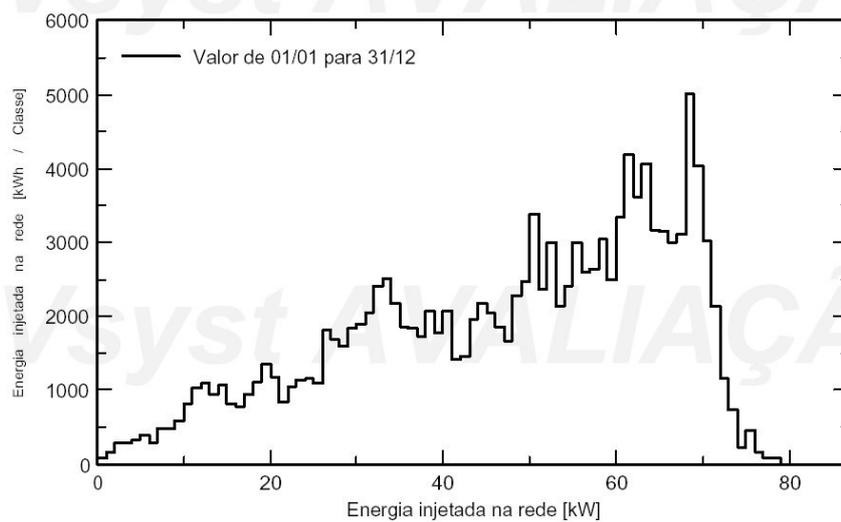
Variante da simulação : **Nova variante da simulação**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute -10°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	289	Pnom total <b>95.4 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>80.0 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

#### Diagrama de entrada / saída diário



#### Distribuição da potência à saída do sistema



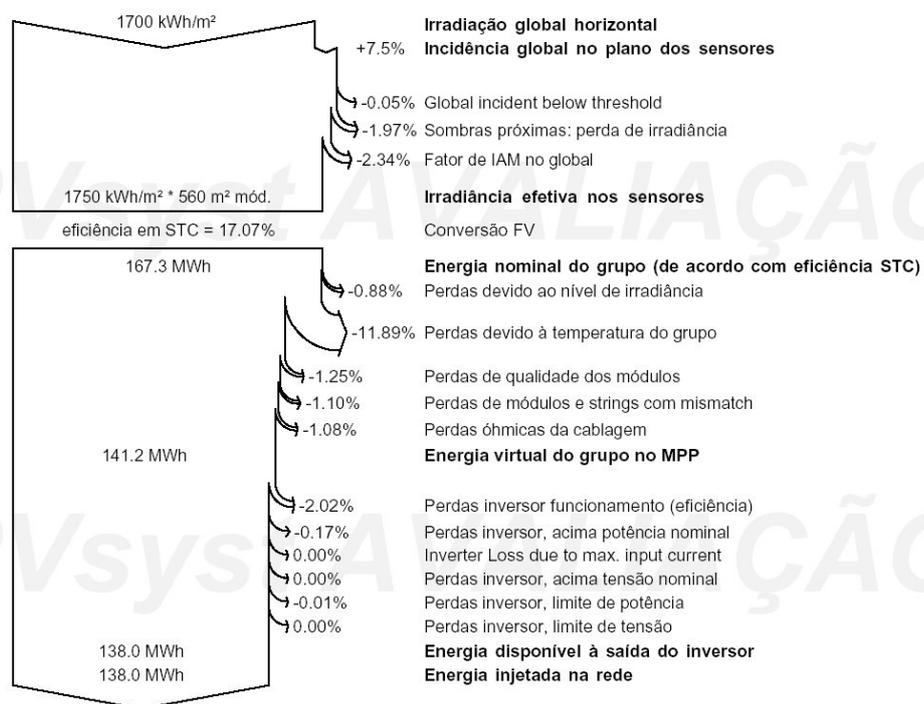
### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

**Projeto :** UENF CBB

**Variante da simulação :** Nova variante da simulação

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	289
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M
Bateria de inversores	Número de unidades	2,0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute -10°
		Pnom 330 Wp
		Pnom total <b>95.4 kWp</b>
		Pnom 40.0 kW ac
		Pnom total <b>80.0 kW ac</b>

#### Diagrama das perdas do ano inteiro

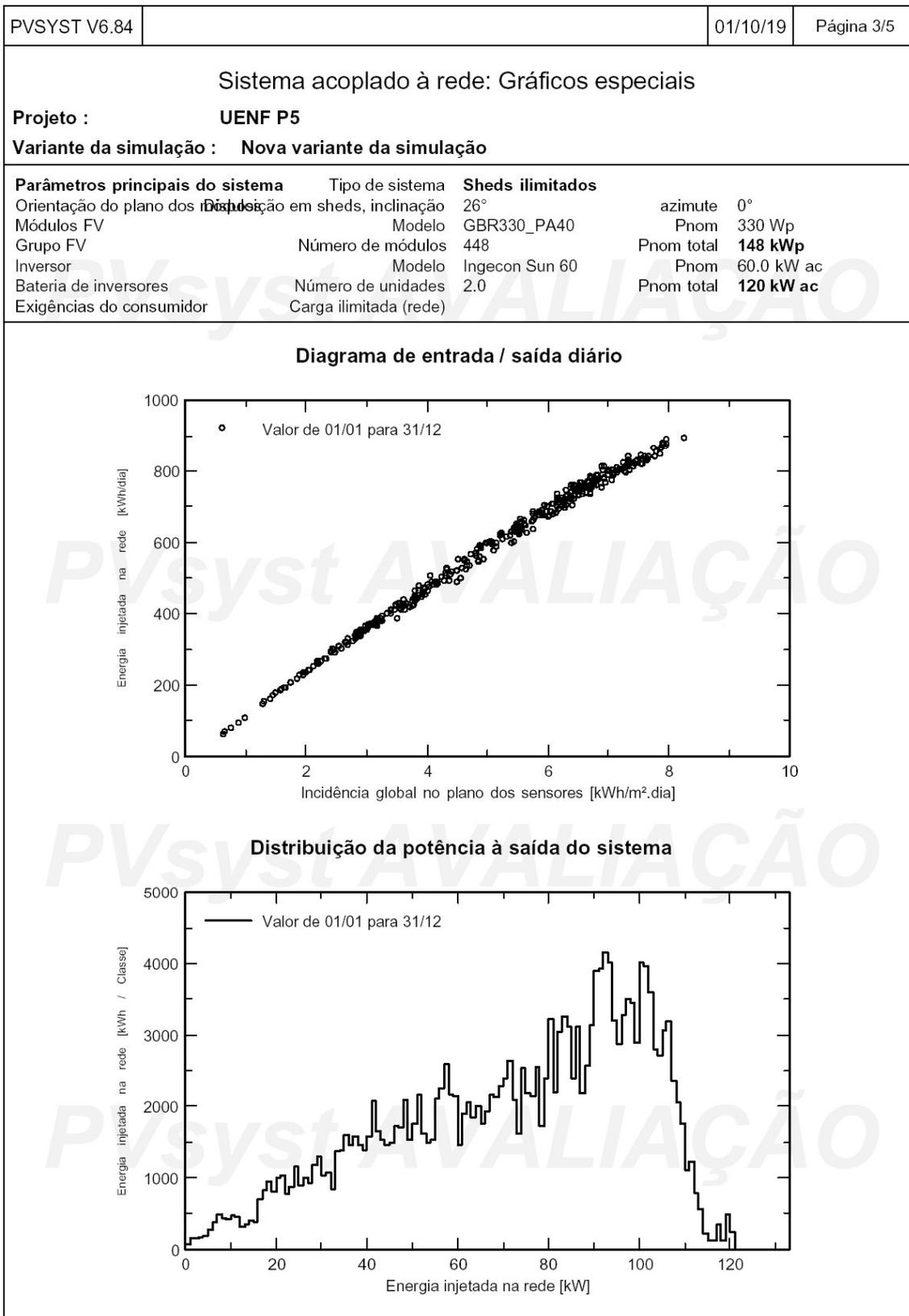


PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto :</b>		<b>UENF CBB</b>	
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute -10°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	289	Pnom total <b>95.4 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>80.0 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>164.90 tCO2</b>	
	Source:	Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>335.5 tCO2</b>	
	System production:	138.05 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b>	<b>126.2 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	95.4 kWp	2890 kg	
Subtotal [kgCO2]	163342	1561	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			

## APÊNDICE I – Simulação de sistema de GD no prédio do P5

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>									
<b>Projeto :</b>	<b>UENF P5</b>								
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W						
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m						
	Albedo	0.20							
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético							
<b>Variante da simulação :</b>	<b>Nova variante da simulação</b>								
	Data da simulação	01/10/19 14h43							
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>							
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	26°	Azimute 0°						
<b>Configuração dos sheds</b>	Nr. de sheds	5	Sheds ilimitados						
	Esp. Entre sheds	6.60 m	Largura módulos 3.00 m						
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m						
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	18.8%	Taxa de ocupação do solo (GCR) 45.5 %						
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm						
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte								
<b>Sombras próximas</b>	Sombras mútuas de sheds								
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)								
<b>Características do grupo FV</b>									
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>						
Original PVsyst database	Fabricante	Globo Brazil							
Número de módulos FV	Em série	14 módulos	Em paralelo 32 strings						
Número total de módulos FV	Nr. módulos	448	Potência unitária 330 Wp						
Potência global do grupo	Nominal (STC)	<b>148 kWp</b>	Em condições de func. 131 kWp (50°C)						
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	461 V	I mpp 283 A						
Superfície total	Superfície módulos	<b>868 m²</b>	Superfície célula 785 m²						
<b>Inversor</b>	Modelo	<b>Ingecon Sun 60</b>							
Original PVsyst database	Fabricante	Ingeteam							
Características	Tensão de funcionamento	405-750 V	Potência unitária 60.0 kWac						
Bateria de inversores	N.º de inversores	2 unidades	Potência total 120 kWac						
			Rácio Pnom 1.23						
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>									
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s						
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	28 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC						
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %						
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP						
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %						
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVSYST V6.84	01/10/19	Página 2/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Resultados principais</b>								
<b>Projeto : UENF P5</b>								
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>								
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Sheds ilimitados</b>						
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°						
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40						
Grupo FV	Número de módulos	448						
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60						
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0						
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)							
	azimute	0°						
	Pnom	330 Wp						
	Pnom total	<b>148 kWp</b>						
	Pnom	60.0 kW ac						
	Pnom total	<b>120 kW ac</b>						
<b>Resultados principais da simulação</b>								
Produção do sistema	<b>Energia produzida</b>	<b>208.5 MWh/ano</b>						
	Índice de performance (PR)	77.09 %						
	Prod. específica	1410 kWh/kWp/ano						
<b>Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 148 kWp</b>								
<b>Índice de performance (PR)</b>								
<b>Nova variante da simulação</b>								
<b>Balances e resultados principais</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>Janeiro</b>	177.0	78.70	25.36	157.7	149.2	18.51	17.61	0.755
<b>Fevereiro</b>	164.1	64.40	25.34	157.8	150.2	18.44	17.57	0.753
<b>Março</b>	159.0	63.20	24.56	168.2	161.0	19.78	18.83	0.757
<b>Abril</b>	132.6	49.80	23.30	155.8	150.0	18.70	17.83	0.774
<b>Mai</b>	118.7	41.20	21.72	152.7	147.5	18.54	17.68	0.783
<b>Junho</b>	111.9	33.30	20.80	152.9	147.9	18.70	17.85	0.790
<b>Julho</b>	117.5	37.20	20.77	157.3	152.2	19.31	18.45	0.793
<b>Agosto</b>	133.9	45.00	21.67	163.4	157.8	19.80	18.90	0.782
<b>Setembro</b>	129.9	57.00	22.36	141.5	135.4	16.90	16.09	0.769
<b>Outubro</b>	146.3	70.40	23.22	144.2	137.2	17.18	16.32	0.765
<b>Novembro</b>	149.7	75.90	23.66	137.6	130.4	16.44	15.60	0.767
<b>Dezembro</b>	159.3	81.50	24.34	140.0	132.1	16.58	15.72	0.759
<b>Ano</b>	1699.9	697.59	23.08	1829.1	1750.9	218.89	208.47	0.771
Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras				
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo				
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia injetada na rede				
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)				



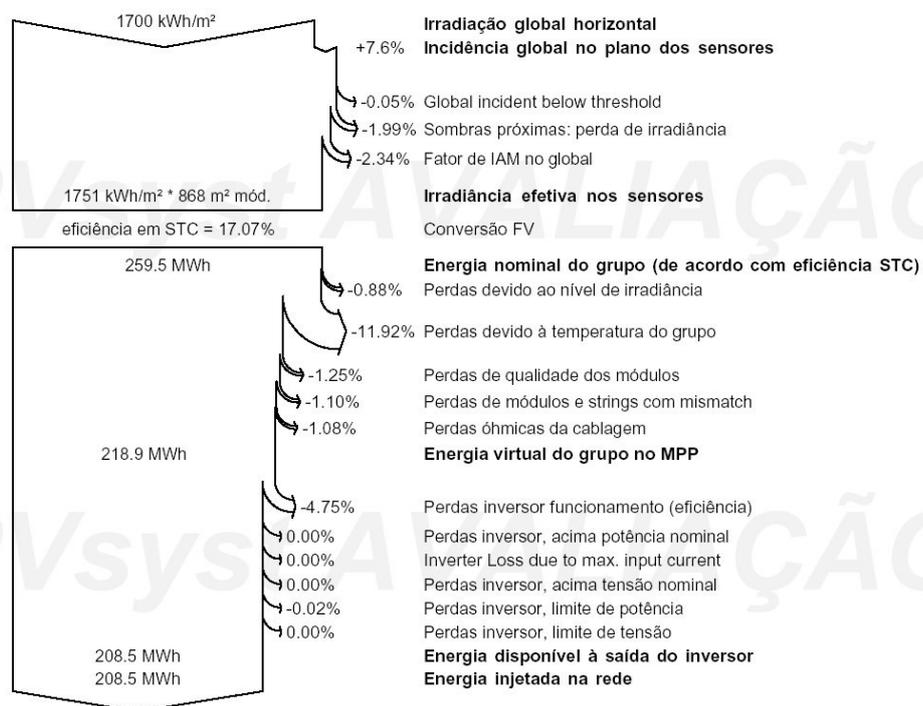
### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : **UENF P5**

Variante da simulação : **Nova variante da simulação**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	448
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
	azimute	0°
	Pnom	330 Wp
	Pnom total	<b>148 kWp</b>
	Pnom	60.0 kW ac
	Pnom total	<b>120 kW ac</b>

#### Diagrama das perdas do ano inteiro



PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto : UENF P5</b>			
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>			
Tipo de sistema		<b>Sheds ilimitados</b>	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	448	Pnom total <b>148 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom 60.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>120 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Produced Emissions</b>		<b>Total: 255.63 tCO2</b>	
		Source: Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>		<b>Total: 506.6 tCO2</b>	
System production:		208.47 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
Grid Lifecycle Emissions:		81 gCO2/kWh	
Source:		IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>		<b>Total: 183.9 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	148 kWp	4480 kg	
Subtotal [kgCO2]	253209	2420	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			

## APÊNDICE J – Simulação de sistema de GD no prédio do CCTA

PVSYST V6.84		01/10/19	Página 1/5						
<b>Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação</b>									
<b>Projeto : UENF CCTA</b>									
<b>Localização geográfica</b>	<b>UENF</b>	<b>País</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Localização</b>	Latitude -21.76° S	Longitude	-41.29° W						
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	17 m						
	Albedo 0.20								
<b>Dados meteorológicos:</b>	<b>UENF</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético							
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>									
	Data da simulação	01/10/19 14h35							
<b>Parâmetros da simulação</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>							
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	Inclinação	26°	Azimute 0°						
<b>Configuração dos sheds</b>	Nr. de sheds	5	Sheds ilimitados						
	Esp. Entre sheds	6.60 m	Largura módulos 3.00 m						
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m						
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	18.8%	Área de ocupação do solo (GCR) 45.5 %						
<b>Modelos utilizados</b>	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteororm						
<b>Horizonte</b>	Sem horizonte								
<b>Sombras próximas</b>	Sombras mútuas de sheds								
<b>Exigências do consumidor :</b>	Carga ilimitada (rede)								
<b>Características do grupo FV</b>									
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>GBR330_PA40</b>						
Original PVSyst database		Fabricante	Globo Brazil						
Número de módulos FV		Em série	17 módulos						
Número total de módulos FV		Nr. módulos	289						
Potência global do grupo		Nominal (STC)	<b>95.4 kWp</b>						
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	560 V	Em condições de func. 84.2 kWp (50°C)						
Superfície total	Superfície módulos	<b>560 m<sup>2</sup></b>	Em paralelo 17 strings Potência unitária 330 Wp I mpp 150 A						
			Superfície célula 506 m <sup>2</sup>						
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Ingecon Sun 40 TL M</b>						
Original PVSyst database		Fabricante	Ingeteam						
Características	Tensão de funcionamento	300-820 V	Potência unitária 40.0 kWac						
Bateria de inversores	N.º de inversores	2 unidades	Potência total 80 kWac Rácio Pnom 1.19						
<b>Fatores de perda do grupo FV</b>									
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s						
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	64 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC						
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas 1.3 %						
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP						
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %						
Efeito de incidência (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

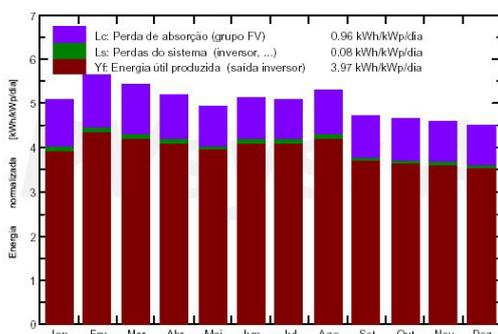
Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : **UENF CCTA**  
 Variante da simulação : **Nova variante da simulação**

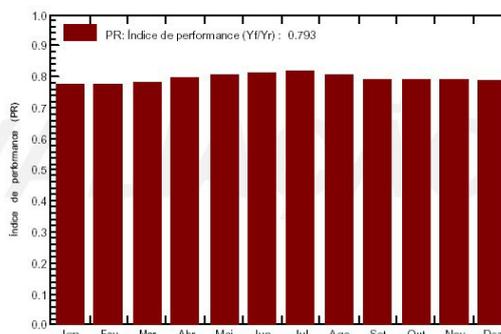
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Sheds ilimitados</b>
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	289
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M
Bateria de inversores	Número de unidades	2,0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
	azimute	0°
	Pnom	330 Wp
	Pnom total	<b>95.4 kWp</b>
	Pnom	40.0 kW ac
	Pnom total	<b>80.0 kW ac</b>

**Resultados principais da simulação**  
 Produção do sistema **Energia produzida 138.3 MWh/ano** Prod. específica 1450 kWh/kWp/ano  
 Índice de performance (PR) 79.29 %

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 95.4 kWp



Índice de performance (PR)



**Nova variante da simulação**  
**Balancos e resultados principais**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>Janeiro</b>	177.0	78.70	25.36	157.7	149.2	11.94	11.70	0.778
<b>Fevereiro</b>	164.1	64.40	25.34	157.8	150.2	11.90	11.66	0.775
<b>Março</b>	159.0	63.20	24.56	168.2	161.0	12.76	12.50	0.779
<b>Abril</b>	132.6	49.80	23.30	155.8	150.0	12.06	11.82	0.795
<b>Mai</b>	118.7	41.20	21.72	152.7	147.5	11.96	11.72	0.804
<b>Junho</b>	111.9	33.30	20.80	152.9	147.9	12.06	11.82	0.811
<b>Julho</b>	117.5	37.20	20.77	157.3	152.2	12.46	12.21	0.814
<b>Agosto</b>	133.9	45.00	21.67	163.4	157.8	12.77	12.52	0.803
<b>Setembro</b>	129.9	57.00	22.36	141.5	135.4	10.90	10.68	0.792
<b>Outubro</b>	146.3	70.40	23.22	144.2	137.2	11.08	10.85	0.788
<b>Novembro</b>	149.7	75.90	23.66	137.6	130.4	10.61	10.38	0.791
<b>Dezembro</b>	159.3	81.50	24.34	140.0	132.1	10.70	10.47	0.785
<b>Ano</b>	1699.9	697.59	23.08	1829.1	1750.9	141.18	138.31	0.793

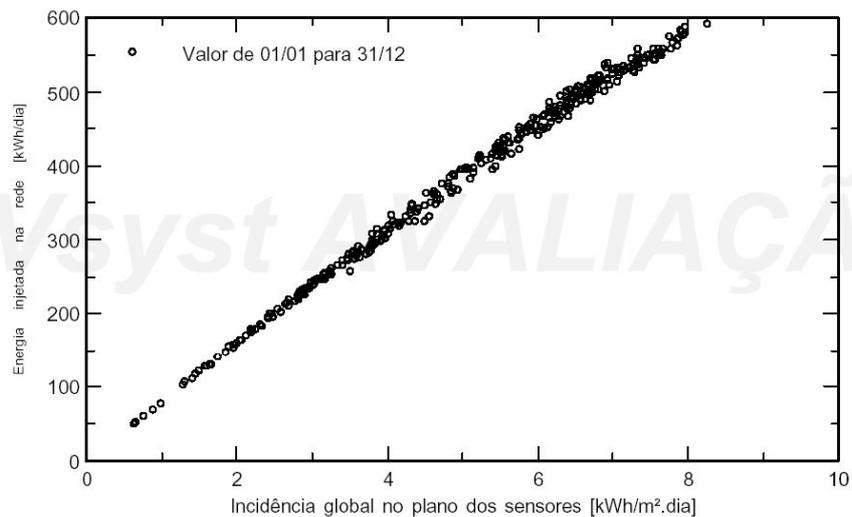
Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal  
 DiffHor Irradiação difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores  
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras  
 EArray Energia efetiva à saída do grupo  
 E\_Grid Energia injetada na rede  
 PR Performance Ratio (Quociente de performance)

### Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

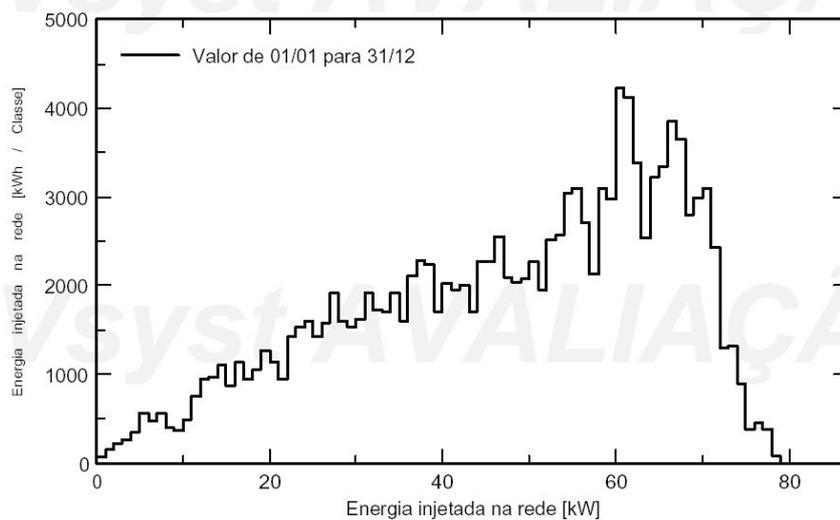
**Projeto :** UENF CCTA  
**Variante da simulação :** Nova variante da simulação

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	289	Pnom total <b>95.4 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>80.0 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

#### Diagrama de entrada / saída diário



#### Distribuição da potência à saída do sistema

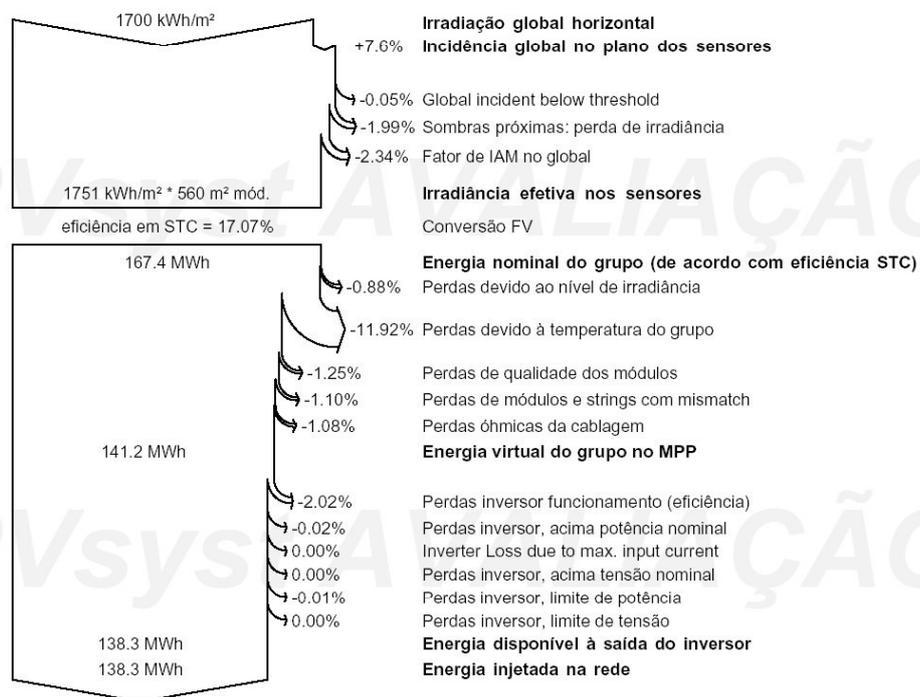


### Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

**Projeto :** UENF CCTA  
**Variante da simulação :** Nova variante da simulação

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds ilimitados
Orientação do plano dos módulos	Inclinação em sheds, inclinação	26°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40
Grupo FV	Número de módulos	289
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M
Bateria de inversores	Número de unidades	2,0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute 0°
		Pnom 330 Wp
		Pnom total <b>95.4 kWp</b>
		Pnom 40.0 kW ac
		Pnom total <b>80.0 kW ac</b>

#### Diagrama das perdas do ano inteiro



PVSYST V6.84		01/10/19	Página 5/5
<b>Sistema acoplado à rede: CO2 Balance</b>			
<b>Projeto : UENF CCTA</b>			
<b>Variante da simulação : Nova variante da simulação</b>			
<b>Parâmetros principais do sistema</b>			
Tipo de sistema		<b>Sheds ilimitados</b>	
Orientação do plano dos módulos	Disposição em sheds, inclinação	26°	azimute 0°
Módulos FV	Modelo	GBR330_PA40	Pnom 330 Wp
Grupo FV	Número de módulos	289	Pnom total <b>95.4 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total <b>80.0 kW ac</b>
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		
<b>Produced Emissions</b>		<b>Total: 255.63 tCO2</b>	
		Source: Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>		<b>Total: 336.1 tCO2</b>	
System production:		138.31 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
Grid Lifecycle Emissions:		81 gCO2/kWh	
Source:		IEA List	Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>		<b>Total: 36.0 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
Item	Modules	Supports	
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	
Quantity	148 kWp	4480 kg	
Subtotal [kgCO2]	253209	2420	
<p><b>Saved CO2 Emission vs. Time</b></p>			