



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **Estimativa do recurso associado a um parque eólico e solução ótima de integração do parque numa rede elétrica do sudeste brasileiro**

**RUI MANUEL SERRANO ROBLES**

(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis  
Professora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa (ISEL)

Vogais:

1º Vogal: Professor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis (ISEL)

2º Vogal: Professora Cristina Inês Camus (ISEL)

3º Vogal: Professor Mário Fernando da Silva Ventim Neves (FCT-UNL)

**Outubro de 2011**

Dissertação realizada sob orientação de:

**Professor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis**

Equiparado a Professor Adjunto da Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e  
Automação

**Professora Cristina Inês Camus**

Professora Adjunta da Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

## **Agradecimentos**

A realização deste trabalho não seria possível sem a colaboração de algumas pessoas a quem tenho de deixar uma palavra de gratidão pelo apoio e auxílio prestado.

À senhora Heidi Serni Jacobsen da *Wind Energy Division, Risø DTU* (Divisão de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca), pelo excelente esclarecimento e tratamento de todo o processo que me permitiu obter a licença académica para uso do programa *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*.

Ao meu orientador, Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis, e ao meu co-orientador, Professora Mestre Cristina Inês Camus, pelo apoio, aconselhamento e estabelecimento dos “trajetos” essenciais à elaboração da presente dissertação.

Aos meus colegas de estudo e a todos os professores, o qual partilharam comigo ao longo destes anos de formação académica, conhecimentos e aprendizagens essenciais que me permitiram realizar este trabalho.

Por último um agradecimento especial aos meus pais, que são as pessoas que sempre me apoiaram e me deram suporte para tudo o que sou hoje. Um muito obrigado.

## Resumo

Um dos objetivos da presente dissertação consiste em estimar o recurso eólico num determinado local com base em dados de velocidade e direção de vento de outro local. Para esta estimativa, é utilizado um método que faz a extrapolação dos dados de vento do local onde as medições de velocidade e direção de vento foram realizadas para o local onde se quer estimar o recurso eólico, permitindo assim fazer uma avaliação da potência disponível que se pode obter para uma dada configuração de turbinas eólicas e tendo em consideração fatores topográficos tais como a rugosidade, orografia da superfície e também obstáculos em redor.

Este método foi aplicado usando a ferramenta computacional, *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*, de modo a avaliar a potência média de um parque eólico na região de Osório, Brasil.

O outro objetivo desta dissertação consiste no estudo e definição da melhor ligação do referido parque eólico à rede elétrica local. Para o efeito e após modelização da rede elétrica foram identificados os reforços de rede necessários na zona que irá receber a nova potência do parque eólico.

No estudo em causa foram avaliadas quatro alternativas de ligação do parque eólico à rede. A escolha da melhor alternativa de ligação foi efetuada tendo por base uma análise de relação entre benefício de perdas da rede e custos de reforço da rede local.

**Palavras-chave:** Estimativa do Recurso Eólico, Análise de Redes, Modelização, Injeção de potência

## **Abstract**

One of the goals of this work consist on the evaluation of the wind resource on a specific site, based data of wind speed and direction from another site. For this evaluation, it is used a methodology that provides the wind data extrapolation from the site where the measures of wind speed and direction were performed to the site where one wants to evaluate the wind resource, allowing thus to make an assessment of the available power for a given configuration of the wind turbine's layout and taking into account topographic factors such as roughness and orography's surface and obstacles around.

This methodology was applied using a computational tool, the *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)* in order to assess the wind plant's mean power in Osório's region, Brasil.

The other goal of this work consists on the study of the best connection point from the wind farm to the local electric grid. For this purpose and after the correct modeling of the grid, the required reinforcements of the grid were identified on the zone that will receive the new power of the wind farm.

In this case four connection alternatives of the wind farm were evaluated. The selection of the best connection was performed based on the ratio between the benefit expressed in grid losses and the corresponding grid reinforcement costs.

**Keywords:** Evaluation of the wind resource, Network Analysis, Modeling, Nodal Power Injection

# Índice

Agradecimentos .....	iii
Resumo .....	iv
Abstract .....	v
Lista de figuras .....	ix
Lista de tabelas.....	xiii
<b>CAPÍTULO 1      INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1      Enquadramento e apresentação do problema .....	2
1.2      Organização do texto.....	3
<b>CAPÍTULO 2      SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E    POTENCIAL EÓLICO.....</b>	<b>5</b>
2.1 <b>Setor Elétrico Brasileiro (SEB).....</b>	<b>6</b>
2.1.1      Sistema Interligado Nacional (SIN) .....	8
2.2.2      Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) .....	11
2.2.3      Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE).....	12
2.2 <b>Produção de energia eólica no Brasil .....</b>	<b>16</b>
2.2.1      Produção de energia eólica em Rio Grande do Sul .....	17
<b>CAPÍTULO 3      METODOLOGIA UTILIZADA NA ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO PARA CÁLCULO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>20</b>
3.1 <b>Introdução .....</b>	<b>21</b>
3.2 <b>Conceitos gerais .....</b>	<b>22</b>
3.2.1 <i>Atmospheric Boundary Layer (ABL)</i> .....	22
3.2.2      Perfil logarítmico de vento .....	22
3.2.3      Dados meteorológicos e distribuição de <i>Weibull</i> .....	24
3.2.4      Vento geostrófico e lei do arrasto geostrófico .....	28
3.3 <b>Modelos topográficos .....</b>	<b>29</b>
3.3.1      Modelo <i>Shelter</i> (" <i>Shelter Model</i> ") .....	30
3.3.2      Modelo de mudanças de rugosidade (" <i>Roughness Change Model</i> ") .....	33
3.3.3      Modelo Orográfico (" <i>Orographic Model</i> ") .....	40
3.4 <b>Parte de análise .....</b>	<b>44</b>
3.5 <b>Parte de aplicação.....</b>	<b>45</b>
3.5.1      Chamada dos parâmetros <i>A</i> e <i>K</i> das tabelas do <i>Wind Atlas</i> e respetiva correção.....	46
3.5.2      Parâmetros de <i>Weibull A</i> e <i>K</i> totais para o local .....	47
3.5.3      Estimativa da potência média .....	48

## **CAPÍTULO 4 DEMONSTRAÇÃO DA METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO PARA CÁLCULO DE POTÊNCIA..... 49**

<b>4.1</b>	<b>Demonstração da parte de aplicação do <i>WAsP</i> para estimativa do potencial eólico e respetiva potência média para um caso simples .....</b>	<b>50</b>
4.1.1	Apresentação do problema .....	50
4.1.2	Cálculo do fator de correção do Modelo <i>Shelter</i> .....	51
4.1.3	Cálculo do fator de correção do Modelo de Mudanças de Rugosidade .....	53
4.1.4	Cálculo do fator de correção do modelo orográfico .....	55
4.1.5	Aplicação dos fatores de correção no parâmetro de <i>Weibull A</i> e estimativa da potência média no local .....	56
<b>4.2</b>	<b>Estimativa da potência média de um parque eólico utilizando o <i>WAsP</i>.....</b>	<b>59</b>
4.2.1	Localização da estação de medição e da área do parque eólico.....	59
4.2.2	Distribuição de <i>Weibull</i> do vento registado na estação de medição .....	60
4.2.3	Características topográficas do terreno .....	61
4.2.4	Clima regional de vento ( <i>Wind Atlas</i> ).....	65
4.2.5	Layout do parque eólico.....	66
4.2.6	Potência média estimada do parque eólico .....	67

## **CAPÍTULO 5 SOLUÇÃO TÉCNICA PARA INTEGRAÇÃO DO PARQUE EÓLICO.. 70**

<b>5.1</b>	<b>Modelização da rede elétrica.....</b>	<b>71</b>
5.1.1	Elementos da rede elétrica.....	72
5.1.2	Solução do trânsito de energia.....	75
5.1.3	Caracterização da rede elétrica.....	80
5.1.4	Cenários Base antes da injeção de potência do novo parque eólico .....	81
<b>5.2</b>	<b>Análise técnica de alternativas de ligação à rede .....</b>	<b>92</b>
5.2.1	Cenários de geração considerados.....	92
5.2.2	Alternativas de ligação à rede .....	93
<b>5.3</b>	<b>Análise económica às alternativa de ligação .....</b>	<b>119</b>
5.3.1	Cálculo do benefício de perdas em relação à rede base .....	119
5.3.2	Alternativa 1 – Ligação a dois pontos da rede distintos a 230kV .....	120
5.3.3	Alternativa 2 – Ligação a um único ponto da rede a 230kV .....	122
5.3.4	Alternativa 3 – Ligação a um único ponto da rede a 230kV com transformação 230/500kV 123	
5.3.5	Alternativa 4 – Ligação a um único ponto da rede a 500kV .....	125
<b>5.4</b>	<b>Escolha da solução .....</b>	<b>126</b>

## **CAPÍTULO 6 CONCLUSÃO .....**

<b>6.1</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>128</b>
<b>6.2</b>	<b>Trabalhos futuros.....</b>	<b>129</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>130</b>

## **ANEXOS**

<b>ANEXO A</b>	<b>FATORES DA FUNÇÃO GAMA.....</b>	<b>131</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>CARTA TOPOGRÁFICA DE ARARANGUÁ (ESTADO DE SANTA CATARINA, BRASIL) .....</b>	<b>137</b>
<b>ANEXO C</b>	<b>WIND ATLAS OBTIDO PELO WASP .....</b>	<b>139</b>
<b>ANEXO D</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DA TURBINA EÓLICA ENERCON-126.....</b>	<b>144</b>
<b>ANEXO E</b>	<b>SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DA REGIÃO SUL DO BRASIL E MODELO DA REDE EM PSS/E .....</b>	<b>146</b>
<b>ANEXO F</b>	<b>TENSÕES NOMINAIS DOS BARRAMENTOS DA REDE MODELIZADA .....</b>	<b>149</b>
<b>ANEXO G</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DA REDE MODELIZADA ...</b>	<b>151</b>
<b>ANEXO H</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DA CARGA DAS SUBESTAÇÕES DA REDE MODELIZADA .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS DE CONDENSADORES, REATÂNCIAS INDUTIVAS E TRANSFORMADORES.....</b>	<b>160</b>
<b>ANEXO J</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES E COMPENSADORES SÍNCRONOS .....</b>	<b>162</b>

## Lista de figuras

### Capítulo 2

Figura 2.1 – Modelo do setor elétrico brasileiro [2] .....	6
Figura 2.2 – Agentes setoriais do modelo elétrico brasileiro .....	7
Figura 2.3 – Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte de 2012 [2] e subsistemas do SIN.....	9
Figura 2.4 – Capacidade de geração instalada no SIN e geração por subsistema no ano de 2009 [2].....	10
Figura 2.5 – Carga nos subsistemas do SIN entre 2007 e 2009 .....	10
Figura 2.6 – Estrutura organizacional do ONS .....	11
Figura 2.7 – Estrutura da CEEE .....	12
Figura 2.8 – Área de concessão da geração da CEEE [3] .....	14
Figura 2.9 – Área de concessão da transmissão de energia elétrica da CEEE [3] .....	15
Figura 2.10 – Atlas Eólico do Brasil [4] .....	16
Figura 2.11 – Atlas Eólico de Rio Grande do Sul.....	17
Figura 2.12 – Parques Eólicos de Osório [5] .....	18

### Capítulo 3

Figura 3.1 – Metodologia do <i>WAsP</i> [1] .....	21
Figura 3.2 – Representação da <i>Atmospheric Boundary Layer</i> [6].....	22
Figura 3.3 – Regimes de estabilidade atmosférica .....	23
Figura 3.4 – Anemómetro.....	24
Figura 3.5 – Distribuição de <i>Weibul</i> para $K = 2.4$ e diferentes valores de $A$ .....	25
Figura 3.6 – Distribuição de <i>Weibul</i> para $A = 8$ e diferentes valores de $K$ .....	26
Figura 3.7 – Rosa dos ventos e distribuição de <i>Weibull</i> para cada setor .....	27
Figura 3.8 – Equilíbrio entre a força de gradiente de pressão e a força de <i>Coriolis</i> acima da <i>ABL</i> [7].....	28
Figura 3.9 – Equilíbrio entre a força de gradiente de pressão e a força de <i>Coriolis</i> dentro da <i>ABL</i> [7].....	29
Figura 3.10 – Fluxo de vento na vizinhança de um obstáculo .....	30
Figura 3.11 – Diminuição relativa da velocidade do vento $R1$ em [%] provocado por um obstáculo infinitivamente longo de porosidade $P = 0$ [1] .....	31

Figura 3.12 – Classificação da rugosidade do terreno num determinado setor .....	35
Figura 3.13 – Representação da divisão das áreas segundo o critério de peso de rugosidades [1] .....	36
Figura 3.14 – Perfil de vento em duas superfícies com diferentes rugosidades [1] .....	39
Figura 3.15 – a) Efeito da orografia do terreno no perfil vertical de velocidade de vento numa montanha com inclinação suave [8].....	40
Figura 3.16 – a) Representação da montanha de <i>Askervein</i> e disposição das torres anemométricas[1].....	41
Figura 3.17 – Perfil de vento sem o efeito da orografia da montanha e no topo da montanha de <i>Askervein</i> [1].....	42
Figura 3.18 – Fluxo de vento sem o efeito da orografia e no topo de uma montanha idealizada...43	
Figura 3.19 – Parte de Aplicação do <i>WAsP</i> .....	46

## Capítulo 4

Figura 4.1 – Torre eólica no topo de uma montanha com características idealizadas.....	50
Figura 4.2 – Representação do obstáculo no setor em análise.....	51
Figura 4.3 – Diminuição relativa da velocidade do vento ( $R_r$ ) considerando a casa com um comprimento <i>Cobs</i> infinitivamente grande.....	52
Figura 4.4 – Classificação das mudanças de rugosidade no setor analisado .....	53
Figura 4.5 – Atribuição das classes de rugosidade às quatro parcelas do segmento considerado para estimativa de $z_{0R}$ .....	54
Figura 4.6 – Torre eólica situada no cume de uma montanha com características idealizadas .....	55
Figura 4.7 – Localização da área do parque a instalar e da estação de medição .....	59
Figura 4.8 – Rosa de ventos e distribuição de Weibull do local da estação de medição .....	60
Figura 4.9 – Representação das linhas de nível do terreno no <i>WAsP</i> e parcela da carta topográfica de Araranguá.....	61
Figura 4.10 – Representação das mudanças de rugosidade da superfície no <i>WAsP</i> e .....	63
Figura 4.11 – Mapa de entrada no <i>WAsP</i> caracterizando a altura do terreno (linhas vermelhas) e as mudanças de rugosidade (linhas a verde e azul) .....	63
Figura 4.12 – Localização dos obstáculos em relação à estação de medição como entrada no <i>WAsP</i> e imagem extraída do <i>Google Earth</i> para verificação do posicionamento dos obstáculos ...	64
Figura 4.13 – Torre eólica Enercon-126 .....	66
Figura 4.14 – Distâncias recomendadas para redução das perdas de efeito de esteira entre torres eólicas .....	66
Figura 4.15 – Layout do parque eólico no mapa topográfico utilizado no <i>WAsP</i> .....	67

Figura 4.16 – Distribuição da velocidade média de vento na totalidade da região .....	68
Figura 4.17 – Distribuição da densidade de potência média na totalidade da região .....	68

## Capítulo 5

Figura 5.1 – Zona da rede elétrica geograficamente referenciada, próxima ao novo parque eólico .....	71
Figura 5.2 – Barramento de referência/balanco.....	73
Figura 5.3 – Modelo da linha.....	73
Figura 5.4 – Modelo do transformador.....	74
Figura 5.5 – Barramento PQ .....	74
Figura 5.6 – Barramento típico P(V).....	75
Figura 5.7 – Esquema unifilar de um sistema com n barramentos.....	76
Figura 5.8 – Fluxograma do cálculo do trânsito de energia pelo método de <i>Gauss-Seidel</i> [10] .....	79
Figura 5.9 – Localização da zona sensível à injeção de potência do futuro parque eólico no mapa geograficamente referenciado da região Sul do Brasil .....	83
Figura 5.10 – Representação da rede em regime permanente para o cenário 80% P. instalada....	84
Figura 5.11 – Representação da rede em regime permanente para o cenário P. Média.....	85
Figura 5.12 – Representação da rede em regime permanente para o cenário 10% P. Eólica Instalada .....	86
Figura 5.13 – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 80% P. Eólica Instalada .....	88
Figura 5.14 – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário P. Média .....	89
Figura 5.15 – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI para o cenário 10% P. Eólica Instalada .....	90
Figura 5.16 – Ligação a Osório 2 e Fibraplac .....	93
Figura 5.17 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	95
Figura 5.18 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário Potência média em regime permanente .....	96
Figura 5.19 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	97
Figura 5.20 – Representação da contigência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC da alternativa 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada .....	98
Figura 5.21 – Ligação a Osório 2 .....	100

Figura 5.22 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário 80% P. Instalada em regime permanente .....	102
Figura 5.23 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário Potência Média em regime permanente .....	103
Figura 5.24 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	104
Figura 5.25 – Representação da contigência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC na alternativa 2 no cenário 80% P. Eólica Instalada.....	105
Figura 5.26 – Ligação a Osório 2 com transformação 500/230kV.....	107
Figura 5.27 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	108
Figura 5.28 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário P. Média em regime permanente .....	109
Figura 5.29 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	110
Figura 5.30 – Ligação a Gravatai 1 com transformação 500/230kV na subestação da nova eólica .....	112
Figura 5.31 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 4 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	113
Figura 5.32 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 4 no cenário P. Média em regime permanente .....	114
Figura 5.33 – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 4 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	115
Figura 5.34 – Representação da contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 no cenário P. Média .....	117
Figura 5.35 – Representação da contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 no cenário 10% P. Eólica Instalada .....	118
Figura 5.36 – Ligação a Osório 2 e Fibraplac .....	120
Figura 5.37 – Ligação a Osório 2 .....	122
Figura 5.38 – Ligação a Osório 2 com transformação 500/230kV.....	123
Figura 5.39 – Ligação a Gravatai 1 com transformação 500/230kV na subestação da nova eólica .....	125

## Lista de tabelas

### Capítulo 2

Tabela 2.1 – Caracterização dos Parques Eólicos de Osório.....	19
--	----

### Capítulo 3

Tabela 3.1 – Valores de porosidade de um obstáculo.....	32
---	----

Tabela 3.2 – Relação entre valores de $z_0$ , características da superfície e classe de rugosidade [1] .....	34
--	----

Tabela 3.3 – Valores de $z_{0R}$ [1].....	37
---	----

Tabela 3.4 – Valores de $A$ e $K$ para os valores standard de altura entre 10 e 200m correspondentes a uma dada classe de rugosidade .....	45
--	----

### Capítulo 4

Tabela 4.1 – Valores de $A$ , $K$ , $f$ , $M$ e $u_2$ para todos os setores do local em análise .....	57
---	----

Tabela 4.2 – Atribuição da posição dos obstáculos em relação à estação de medição realizada no <i>WAsP</i> .....	65
--	----

Tabela 4.3 – Resumo das estatísticas regionais de vento ( <i>Wind Atlas</i> ).....	65
--	----

Tabela 4.4 – Principais parâmetros do parque eólico.....	69
--	----

### Capítulo 5

Tabela 5.1 – Tipos de barramento .....	72
--	----

Tabela 5.2 – Tipos de barramento do modelo da rede elétrica .....	72
---	----

Tabela 5.3 – Geração na rede em estudo .....	81
--	----

Tabela 5.4 – Perfil de geração eólica em Parques de Osório .....	81
--	----

Tabela 5.5 – Limites de aceitabilidade de Tensão.....	82
---	----

Tabela 5.6 – Limites de aceitabilidade Carga .....	82
--	----

Tabela 5.7 – Diagnóstico em regime permanente para o cenário 80% P. Eólica Instalada.....	85
---	----

Tabela 5.8 – Diagnóstico em regime permanente para o cenário P. Média.....	86
--	----

Tabela 5.9 – Diagnóstico em regime permanente para o cenário 10% P. instalada.....	87
--	----

Tabela 5.10 – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 80% P. Eólica Instalada .....	88
---	----

Tabela 5.11 – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário P. Média.....	89
---	----

Tabela 5.12 – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 10% P. Eólica Instalada .....	90
---	----

Tabela 5.13 – Resumo de perdas na rede para os três cenários de geração eólica em Parques de Osório .....	91
Tabela 5.14 – Perfil de geração eólica conjunta .....	92
Tabela 5.15 – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 1 .....	94
Tabela 5.16 – Diagnóstico à solução 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	95
Tabela 5.17 – Diagnóstico à alternativa 1 no cenário Potência Média em regime permanente .....	96
Tabela 5.18 – Diagnóstico à alternativa 1 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	97
Tabela 5.19 – Diagnóstico à alternativa 1 na contigência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC para o cenário 80% P. Eólica Instalada .....	99
Tabela 5.20 – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 2 .....	101
Tabela 5.21 – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário 80 % P. Eólica Instalada em regime permanente .....	102
Tabela 5.22 – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário Potência Média em regime permanente .....	103
Tabela 5.23 – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	104
Tabela 5.24 – Diagnóstico à alternativa 2 na contigência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC para o cenário 80% P. Eólica Instalada .....	106
Tabela 5.25 – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 3 .....	107
Tabela 5.26 – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	109
Tabela 5.27 – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário P. Média em regime permanente .....	110
Tabela 5.28 – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	111
Tabela 5.29 – Novo Equipamento acrescentado na alternativa de ligação 4 .....	112
Tabela 5.30 – Diagnóstico à alternativa 4 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	114
Tabela 5.31 – Diagnóstico à alternativa 4 no cenário P. Média em regime permanente .....	115
Tabela 5.32 – Diagnóstico à alternativa 4 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente .....	116
Tabela 5.33 – Diagnóstico à contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 para o cenário P. Média .....	117
Tabela 5.34 – Diagnóstico à contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 para o cenário 10% P. Eólica Instalada .....	118
Tabela 5.35 – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 1 .....	121
Tabela 5.36 – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 1 .....	121

Tabela 5.37 – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 2 .....	122
Tabela 5.38 – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 2 .....	123
Tabela 5.39 – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 3 .....	124
Tabela 5.40 – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 3 .....	124
Tabela 5.41 – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 4 .....	125
Tabela 5.42 – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 4 .....	126

# *Capítulo 1*

## *Introdução*

*Neste capítulo é efetuada uma apresentação sucinta do problema que é endereçado no presente trabalho.*

*É feito um enquadramento geral, definidos os objectivos e apresentada de forma resumida os vários assuntos abordados por cada capítulo.*

## 1.1 Enquadramento e apresentação do problema

O Brasil contém um dos maiores potenciais eólicos do mundo, o qual tem sido pouco explorado, caracterizando-se até ao momento como um país com uma forte componente de produção hidroelétrica. A produção de energia elétrica através da energia do vento é ainda muito pouco significativa neste país, representando em Fevereiro do presente ano de 2011, aproximadamente 1% da capacidade instalada. No Estado mais a Sul do Brasil, Rio Grande do Sul, existe elevado recurso de vento, especialmente a sudeste, ao longo da costa do Estado. Por este motivo pode ser interessante a implementação de parques eólicos nesta zona e integrá-los na rede elétrica local.

Para uma avaliação precisa do recurso de vento em determinado local é necessário ter dados de vento característicos desse local, o que muitas vezes é difícil porque não há torres de medição em todos os locais possíveis. Surge então a necessidade de extrapolar estes dados para a zona onde se quer implementar o parque eólico dentro de determinados pressupostos.

Sabe-se que a velocidade de vento é influenciada por diversos fatores, nomeadamente, efeitos de orografia, rugosidade do terreno e obstáculos em redor e é preciso ter em conta estes fatores na extrapolação de dados de vento entre locais diferentes, pois entre um local e outro existem mudanças topográficas do terreno que influenciam o vento. Um dos métodos para estudo neste campo foi divulgado no livro *European Wind Atlas* [1] e adaptado a uma das ferramentas computacionais mais utilizadas para o efeito, *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*.

Deste modo, surgiu o interesse em aplicar o método anteriormente mencionado para realizar uma avaliação do potencial eólico com base em dados de velocidade e direção de vento de um local, para posteriormente extrapolar para outro local diferente, mas próximo onde os pressupostos de utilização são válidos, e assim modelizar um parque eólico na região de Osório, localizado próxima da costa do Estado de Rio Grande do Sul. É este um dos objetivos centrais de realização do presente trabalho.

A localização dos parques eólicos estão na maioria das vezes em zonas onde a rede elétrica fica distante, e surge então a questão, como e onde ligar o parque eólico à

rede ? A escolha do melhor local da rede e da melhor maneira de ligação não é uma questão simples, envolvendo várias condicionantes de ordem técnica e económica. Com vista a integrar um parque eólico na rede elétrica local, foi também objeto de análise nesta dissertação, a escolha da melhor alternativa de ligação do parque eólico à rede.

Foram estudadas algumas alternativas de ligação de modo a escoar a nova potência na rede, tendo em consideração critérios de segurança. Nestes critérios de segurança incluem-se critérios de aceitabilidade de carga, de tensões e perdas sistémicas da rede.

Com isto fez-se uma análise em termos de benefício de perdas/custo às alternativas de ligação com vista a escolher a mais favorável, tendo em consideração custos associados ao novo equipamento adicionado.

## **1.2 Organização do texto**

A estrutura deste trabalho, está dividida em seis capítulos.

No **capítulo 2** é caracterizado o setor elétrico brasileiro definindo a sua estrutura e organização. É apresentada a rede de produção e transporte de energia elétrica do Brasil (SIN), bem como a caracterização do operador de rede (ONS) e da concessionária mais representativa do Estado do Rio Grande do Sul (CEEE).

Neste capítulo é também feito uma panorâmica da situação do potencial eólico no país , em particular no Estado de Rio Grande do Sul.

No **capítulo 3** aborda-se um método para estimativa de recurso de vento que tem em conta fatores da topografia do terreno, no qual é explicada a sua metodologia e aplicação para obtenção de potência média resultante da instalação de turbinas eólicas.

No **capítulo 4** é ilustrada a metodologia utilizada para estimativa do recurso eólico que foi objeto de análise no capítulo 3, através de um exemplo simples em que se pretende obter a potência média de uma turbina eólica em determinado local.

Posteriormente a metodologia é aplicada de modo a modelizar o parque eólico que é utilizado no capítulo 5, com o propósito de se integrar na rede.

No **capítulo 5** é modelizada a rede em estudo neste trabalho de maneira a integrar a potência proveniente do novo parque eólico.

Para o efeito é inicialmente caracterizada e modelizada a rede que será afetada pela injeção de potência proveniente do novo parque eólico.

Seguidamente é realizado um diagnóstico da rede antes de receber a nova potência.

Finalmente são apresentadas quatro alternativas de ligação do novo parque eólico à rede e escolhida a alternativa mais vantajosa com recurso a uma análise económica.

No **capítulo 6** apresentam-se as conclusões deste trabalho, bem como de futuros trabalhos que podem vir a ser desenvolvidos.

**NOTA:** O presente trabalho encontra-se escrito em conformidade com o novo acordo ortográfico

## ***Capítulo 2***

# ***Setor elétrico brasileiro e potencial eólico***

*Neste capítulo é apresentado o setor elétrico brasileiro, sua organização, bem como a caracterização geral da concessionária da rede elétrica mais representada no Estado do Rio Grande do Sul, a CEEE.*

*É feito também um panorama do recurso eólico brasileiro evidenciando particularmente o potencial eólico no Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.*

## 2.1 Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

O Setor Elétrico Brasileiro opera sob concessão e autorização do Estado providenciando serviços públicos de eletricidade à população.

O funcionamento do SEB encontra-se incorporado no modelo descrito na figura 2.1, em que se encontram os vários órgãos de jurisdição e gestão.

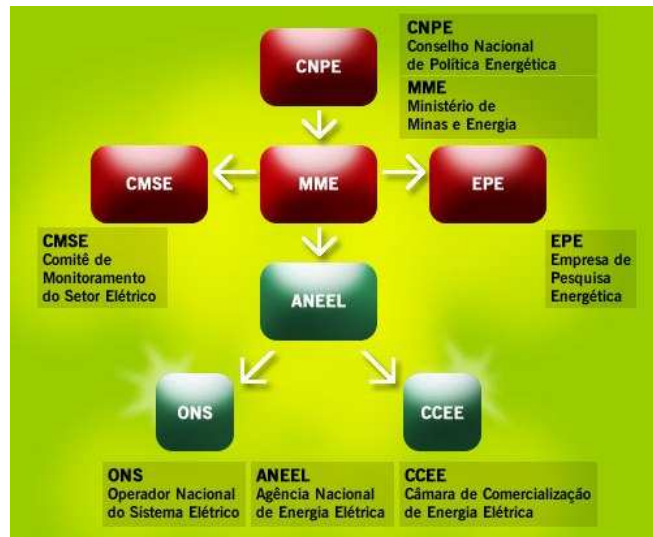


Figura 2.1 – Modelo do setor elétrico brasileiro [2]

**Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** – Órgão de assessoria do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, entre as quais, o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país.

**Ministério de Minas e Energia (MME)** – Encarregado da formulação, do planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional.

**Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** – Sob coordenação direta do MME, tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o território do Brasil.

**Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** – Tem a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

**Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** – Vinculada ao MME, tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

**Câmara de Comercialização de Energia Elétrica** – Sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem a função de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.

**Operador Nacional do Sistema Elétrico** – Órgão sob regulação e fiscalização da ANEEL, executa as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transporte de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Além destes órgãos, no presente modelo elétrico Brasileiro também existem os agentes setoriais, representados na figura 2.2 .



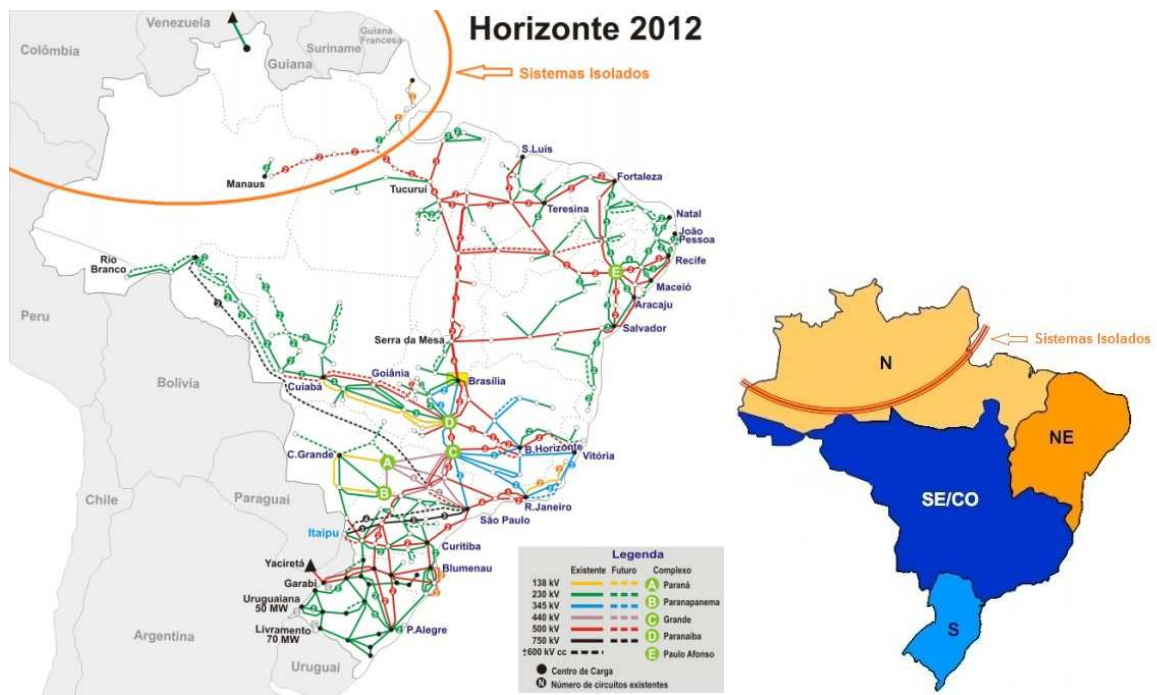
**Figura 2.2** – Agentes setoriais do modelo elétrico brasileiro

Descrevem-se então de forma sucinta as principais funções dos respectivos agentes:

- **Agentes Geradores** – Concessionários de geração de energia elétrica que operam as respectivas centrais.
- **Agentes de Transporte** – Concessionários das instalações de transporte de energia elétrica.
- **Agentes de Distribuição** – Operadores do sistema de distribuição na sua área de concessão.
- **Consumidores Livres** – Consumidores que têm a opção de escolher o seu fornecedor de energia elétrica.
- **Agentes Importadores** – Agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transporte associados à importação de energia elétrica.
- **Agentes exportadores** – Agentes titulares de autorização para instalação de sistemas de transporte associados à exportação de energia elétrica.
- **Agente Comercializador da Energia de Itaipu** – Comercializa no Brasil a energia elétrica proveniente da central hídrica de Itaipu, central esta que é pertença do Brasil e Paraguai.

### **2.1.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)**

O Sistema Interligado Nacional (SIN) representado na figura 2.3 define-se como todo o sistema de produção e transporte de energia elétrica do Brasil tendo uma dimensão e características que permitem considerá-lo único a nível mundial.



**Figura 2.3** – Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte de 2012 [2] e subsistemas do SIN

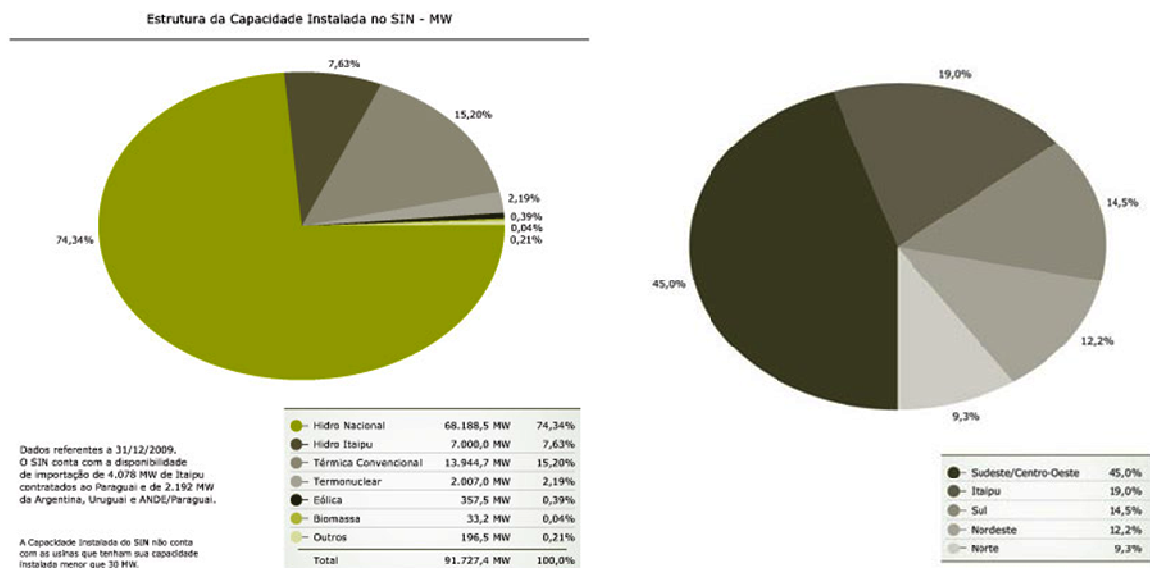
O Sistema Interligado Nacional é formado pelos subsistemas das regiões Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e parte da região Norte (N).

É um sistema com forte predominância de centrais hidroelétricas e com múltiplos proprietários, no qual apenas 3,4 % da capacidade de produção de eletricidade se encontra fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região da Amazônia.

A capacidade instalada do SIN por tipo de geração no ano de 2009, encontra-se representada na figura 2.4, no qual se pode constatar a grande capacidade hidroelétrica instalada no país, representando cerca de 74,34%. Para esta parcela, não contribui a capacidade hidroelétrica instalada em Itaipu, que como já se referiu, é repartida pelo Brasil e Paraguai.

Na mesma figura encontra-se também a geração por subsistema do SIN, mostrando claramente que a região a ter maior produção é a região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) com 45% da produção total do país.

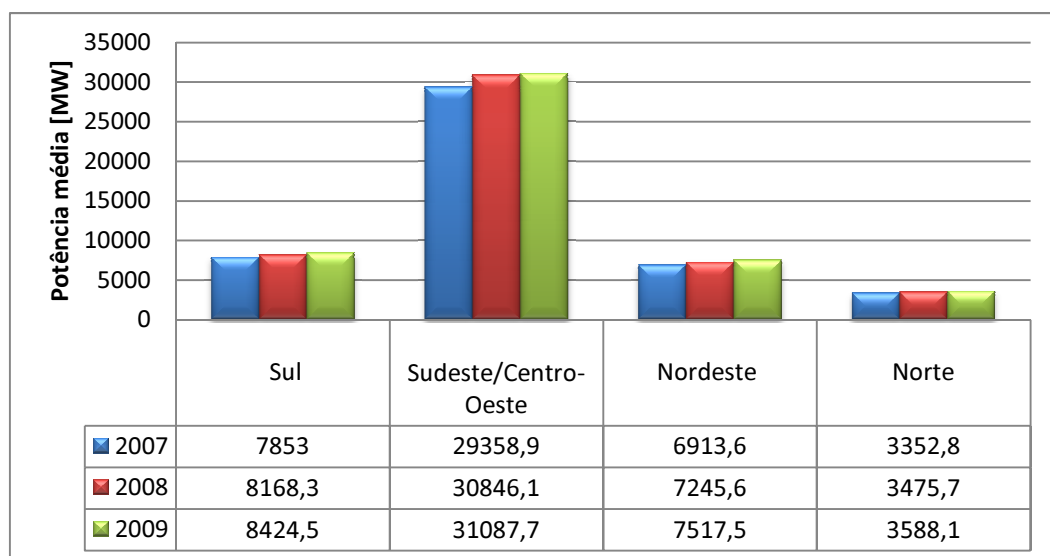
A região a ser analisada neste trabalho, região Sul, representa a 3ª região com maior produção do Brasil, com 14,5%.



**Figura 2.4** – Capacidade de geração instalada no SIN e geração por subsistema no ano de 2009 [2]

Na figura 2.5 pode analisar-se a evolução da carga dos vários subsistemas do SIN entre 2007 e 2009. Note-se que a região do Brasil com a carga mais elevada é tal como se esperava a região Sudeste/Centro-Oeste, zona esta que já foi referenciada como tendo a maior produção do país.

O nível de carga tem aumentado ligeiramente em todas as regiões nos 3 anos analisados, sendo a taxa de crescimento muito semelhante entre elas.

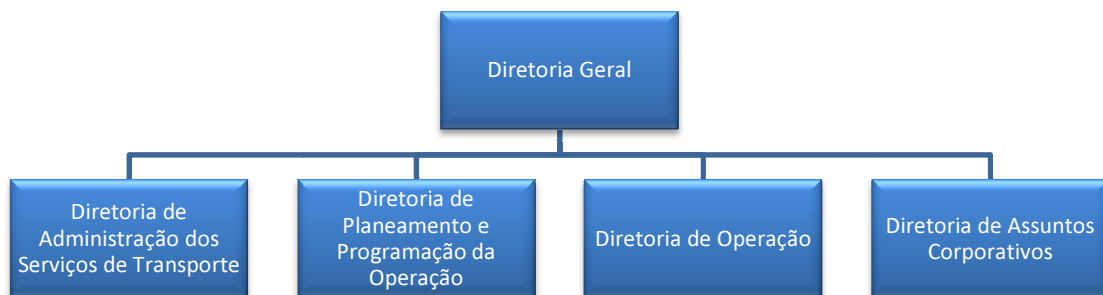


**Figura 2.5** – Carga nos subsistemas do SIN entre 2007 e 2009

## 2.2.2 Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controlo da operação das instalações de geração e transporte de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tem como principal missão operar o SIN de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, continuidade e a tornar o fornecimento de energia elétrica para o Brasil de modo económico.

Na figura 2.6 pode ver-se de uma maneira geral a estrutura organizacional do ONS.



**Figura 2.6** – Estrutura organizacional do ONS

**Diretoria Geral** – Conduz toda a dinâmica e interação das diferentes áreas do ONS, bem como o processo de planeamento empresarial, estabelecendo diretrizes para a utilização otimizada dos recursos económicos, humanos e de gestão.

**Diretoria de Administração dos Serviços de Transporte** – Define as ampliações e reforços da rede de transporte, procurando a melhoria da confiabilidade e adequação do transporte de energia de modo a adequar às necessidades de expansão da geração e do consumo.

Faz a gestão das novas solicitações de acesso e conexão à rede, bem como da gestão dos contratos, contabilização e liquidação dos encargos do transporte de energia.

**Diretoria de planejamento e Programação da Operação** – Responsabiliza-se pelas atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, através da determinação dos despachos operacionais de forma centralizada.

**Diretoria de Operação** – Garante a confiabilidade e eficiência da operação em tempo real do SIN, operando o sistema de forma otimizada e padronizada com o objetivo de fornecer energia elétrica de modo contínuo e com qualidade.

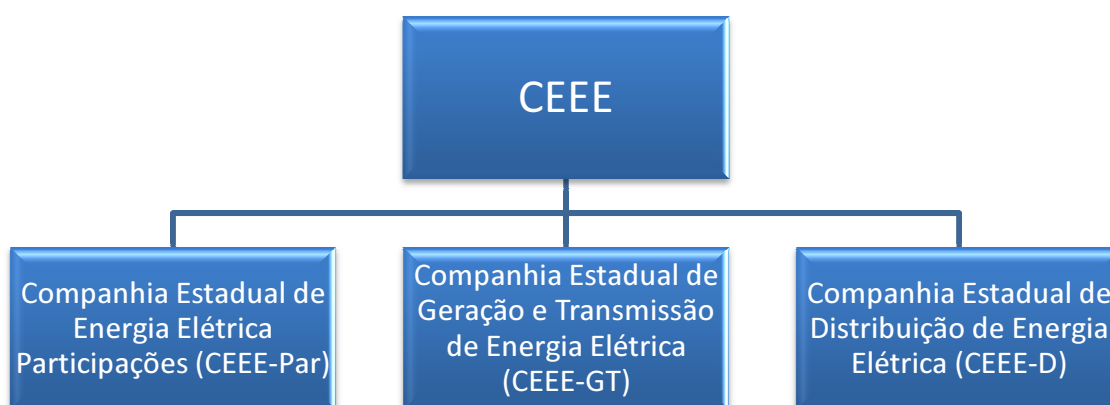
**Diretoria de Assuntos Corporativos** – Fornece o suporte a todas as atividades do ONS, administrando os recursos humanos, financeiros, patrimoniais, de tecnologia da informação e de telecomunicações, necessários ao bom funcionamento e à organização do ONS.

### 2.2.3 Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)

O Grupo CEEE é um agente que atua no setor energético nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em todo o Estado do Rio Grande do Sul, sendo a concessionária responsável pela maioria das instalações que compõem a rede de transporte do Estado.

Criada em 1943, a CEEE foi a precursora das empresas que hoje compõem o Grupo CEEE.

Da reestruturação societária da CEEE, ocorrida em 2006, resultaram três empresas, como se pode verificar na figura 2.7.



**Figura 2.7** – Estrutura da CEEE

O Grupo produz 75% da energia hidroelétrica gerada no Rio Grande do Sul, possui 5.959,59 km em linhas de transporte de energia no Estado e distribui energia elétrica para um terço do mercado estadual através de 67.577 km de redes urbanas e rurais, fornecendo eletricidade a cerca de 4.000.000 de pessoas.

Nos pontos seguintes faz-se uma breve caracterização das várias empresas do Grupo CEEE.

### **2.2.3.1 Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE - Par)**

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par) é uma sociedade anônima e holding controladora das empresas do Grupo CEEE.

A empresa tem por objetivo desenvolver atividades no setor energético, visando a exploração econômica e comercial no seu campo de atividade, mediante a construção e operação, de sistemas de geração, de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica.

### **2.2.3.2 Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE - GT)**

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE - GT) é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços de geração e transporte de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul.

As centrais hidroelétricas da CEEE - GT, localizadas em dois principais sistemas, Jacuí e Salto, totalizam uma potência instalada de 910,6 MW de potência, como se pode verificar na figura 2.8. Além destas centrais, a empresa também dispõe da potência proveniente da sua participação em projetos realizados em parcerias público/privada, com um montante de 85,38 MW, atingindo assim um total de potência instalada de 995,98 MW. Este valor representa cerca de 25% da potência total instalada em Rio Grande do Sul.

## Área de concessão da Geração da CEEE

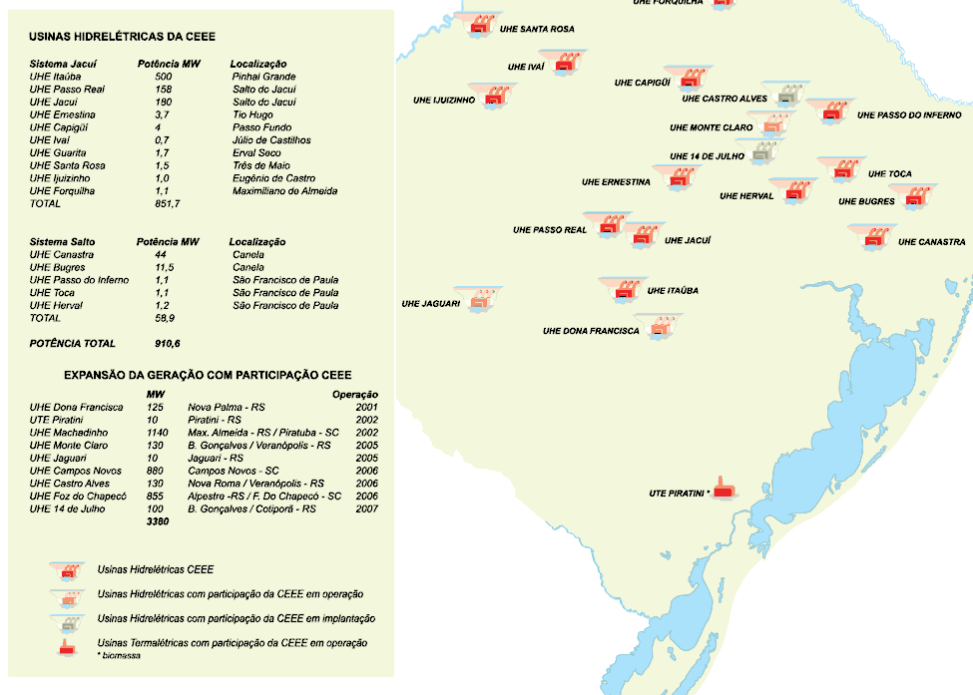


Figura 2.8 – Área de concessão da geração da CEEE [3]

O seu Sistema de Transporte interliga centrais geradoras e o Sistema Interligado Nacional aos pontos de fornecimento e centros de consumo em todo o Estado, cumprindo um papel estratégico.

As instalações de propriedade da CEEE e aquelas sob a sua responsabilidade, são compostas por 59 subestações, totalizando uma potência instalada de 6.919,46 MVA.

Em linhas de transmissão de energia a CEEE possui uma extensão de 5.959,59 km que operam nas tensões de 500, 230, 138 e 69 kV, como representado na figura 2.9.

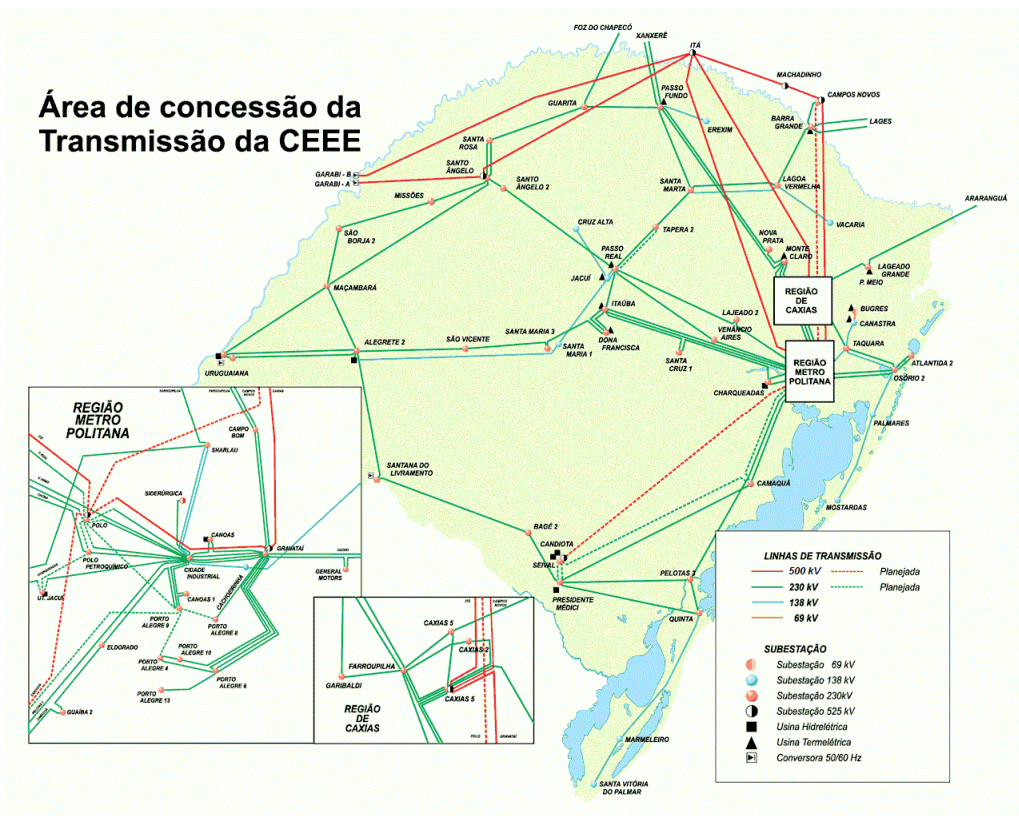


Figura 2.9 – Área de concessão da transmissão de energia elétrica da CEEE [3]

### 2.2.3.3 Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE - D)

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE – D) é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária dos serviços de distribuição de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado do Rio Grande do Sul.

A área de concessão compreende a região Metropolitana do Estado, Sul, Litoral e Campanha Gaúcha, no qual fornece eletricidade a 72 municípios, através dos seus 67.577 km de redes urbanas e rurais, abrangendo 73.627 km<sup>2</sup>, o que corresponde aproximadamente a 32% do mercado consumidor do Estado,

A CEEE Distribuição forneceu, em 2009, cerca de 4.000.000 de pessoas, o que equivale a um terço da população Gaúcha, distribuindo diretamente 7.278 GWh. No mesmo período a empresa investiu 50.650.000 € no seu sistema de distribuição.

## 2.2 Produção de energia eólica no Brasil

O Brasil tem um dos melhores cenários eólicos do mundo, com grandes áreas desabitadas e uma costa extensa, indicando um potencial superior a 300 GW. Na figura 2.10 está representado o potencial eólico do Brasil, indicando-se a velocidade média anual do vento a 50m de altura e a densidade de potência anual para todo o território brasileiro.

Em Fevereiro deste ano, a capacidade eólica instalada no Brasil era de 929 MW, alcançando aproximadamente 1% da capacidade de produção instalada no país, estimando-se que em consequência de atuais construções de novos parques eólicos, a capacidade instalada venha a subir para um valor de 3,5% até 2013.

O Brasil tem mesmo uma grande representatividade deste tipo de produção elétrica na América Latina uma vez que constitui 46% da capacidade eólica total instalada neste continente.

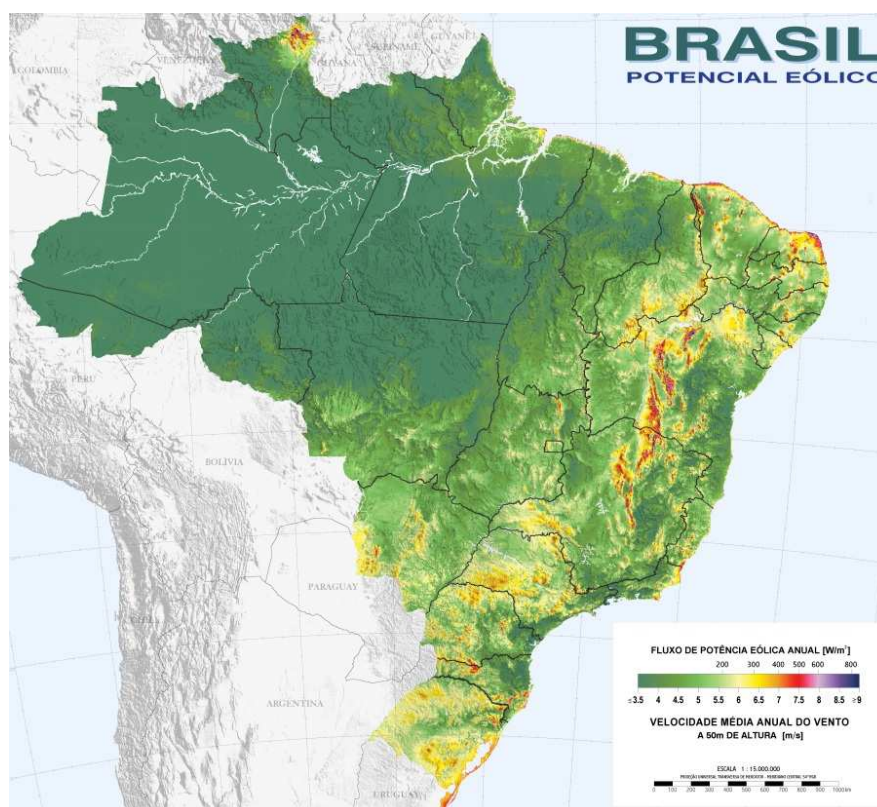


Figura 2.10 – Atlas Eólico do Brasil [4]

## 2.2.1 Produção de energia eólica em Rio Grande do Sul

O Estado de Rio Grande do Sul localizado na ponta sul do Brasil é uma das regiões com maior potencial eólico do país. A este cenário, soma-se um sistema elétrico que nos últimos anos tem recebido investimentos e reforços importantes na geração e transporte, exigidos pelas altas taxas de crescimento da procura de energia elétrica resultante da industrialização e do desenvolvimento económico do Estado. Neste contexto, a energia eólica representa uma alternativa capaz de contribuir no fortalecimento do sistema elétrico estadual, ou até mesmo do sistema interligado brasileiro.

Verificando o Atlas Eólico do Estado de Rio Grande do Sul representado na figura 2.11, existem algumas zonas com um grande potencial eólico, mostrando-se à partida como áreas onde se pode explorar a produção de energia elétrica em parques eólicos.

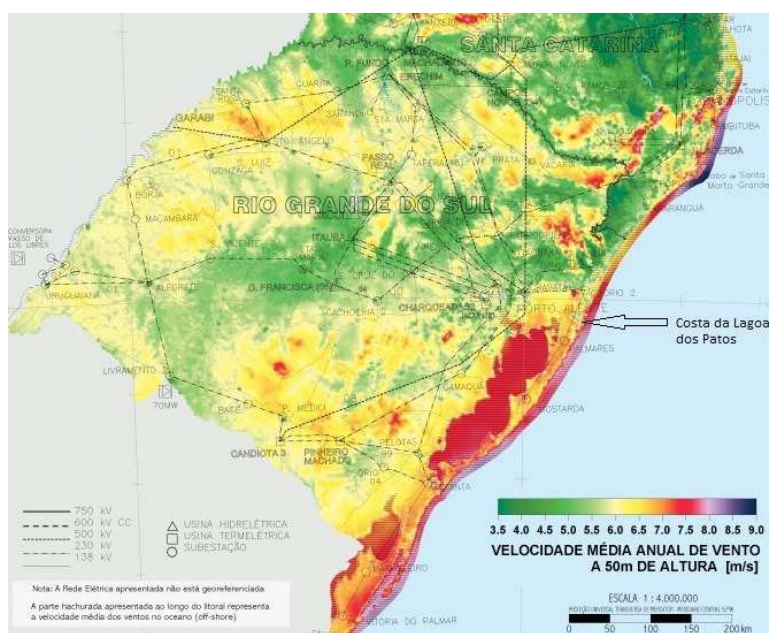


Figura 2.11 – Atlas Eólico de Rio Grande do Sul

A sudeste, na Costa da Lagoa dos Patos, as velocidades médias anuais de vento atingem valores na ordem dos 6 e 7 m/s, sendo assim uma das melhores zonas de aposta para implementação de turbinas eólicas. Com isto, vai ser objeto de estudo ao longo deste trabalho, a implementação de um parque eólico nesta zona.

### 2.2.1.1 Parques Eólicos de Osório

Na figura 2.12 encontra-se uma panorâmica dos Parques Eólicos de Osório, situados na costa da Lagoa dos Patos. Estes parques eólicos constituem o maior complexo eólico a gerar energia elétrica na América Latina e estão situados no município de Osório, no Estado do Rio Grande do Sul.



**Figura 2.12** – Parques Eólicos de Osório [5]

O complexo integra três parques, Osório, Sangradouro e Índios, e é constituído por 75 aerogeradores de 2 MW cada um, a uma altura de 100m, totalizando uma potência total instalada de 150MW.

A construção dos parques teve início em Setembro de 2005 e data de finalização em Dezembro de 2006 e foram o primeiro complexo eólico do país a ligar-se à rede de transporte do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Na tabela 2.1 encontram-se algumas das características mais revelantes do complexo eólico.

<b>Localização</b>	
Localização	Osório, RS, Brasil
Altitude média	20m a.n.m
<b>Aerogeradores</b>	
Fabricante/modelo	Enercon / E-70 E4
Altura do rotor	100m
Velocidade do rotor	10-22 r.p.m.
Diâmetro do rotor	70m
Peso total do aerogerador	915 ton
Número de aerogeradores	75
<b>Potência Total</b>	
Parque Eólico Sangradouro	50MW
Parque Eólico Osório	50MW
Parque Eólico dos Índios	50MW

**Tabela 2.1** – Caracterização dos Parques Eólicos de Osório

A caracterização deste complexo eólico neste trabalho torna-se importante, na medida em que vai ser um elemento na modelização da rede elétrica estudada no capítulo 5.

# ***Capítulo 3***

## ***Metodologia utilizada na estimativa do potencial eólico para cálculo de potência***

*Neste capítulo é apresentado de forma sucinta uma das metodologias existentes para estimar o recurso eólico num determinado local, com vista a efetuar uma estimativa de potência média obtida para instalação de turbinas eólicas.*

### 3.1 Introdução

O vento medido numa estação meteorológica é afetado pela topografia do terreno local, sendo apenas representativo do local de medição. Para cálculos de recurso de vento em diferentes locais numa vasta região, é preciso assim aplicar métodos específicos de extrapolação das medições de vento efetuadas. Tais métodos encontram-se incluídos na ferramenta computacional, *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*, que permite fazer uma extrapolação horizontal e vertical de dados de velocidade e direção de vento.

Este programa foi introduzido em 1987 pelo *Risø National Laboratory* na Dinamarca, e ao longo dos anos tem-se tornado como padrão de avaliação do potencial eólico para estudo de instalação de turbinas e parques eólicos. O objetivo principal do programa é, a partir de um registo de velocidades e direções de vento e através de um conjunto de modelos que permitem calcular os efeitos no vento devido a obstáculos, mudanças de rugosidade da superfície e alterações da altura do terreno, calcular o potencial eólico do local e por sua vez a potência resultante em função da respetiva curva de potência do aerogerador.

O programa assenta sobre duas partes principais como se pode verificar na figura 3.1:

- A **parte de análise**, consiste na transformação de dados de vento, sob a forma de distribuições de velocidade e direção, através dos modelos de obstáculos, mudanças de rugosidade e orografia, para um conjunto de dados estatísticos que permitem caracterizar o clima de vento na região, conhecido por *Wind Atlas*.
- Uma vez caracterizado o clima de vento na região segue-se a **parte de aplicação**, que torna assim possível, estimar o recurso de vento e o potencial energético, num determinado local abrangido pela mesma região.

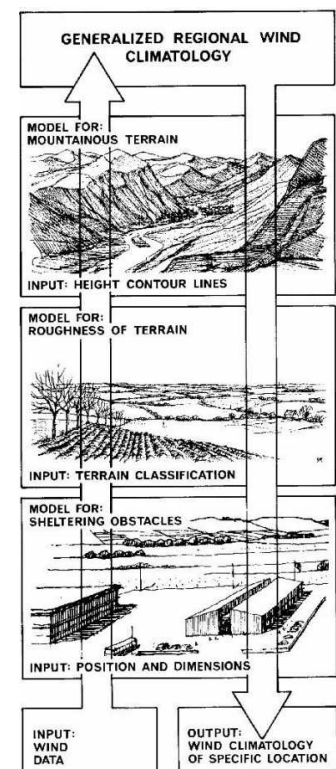


Figura 3.1 – Metodologia do WAsP [1]

No entanto, neste trabalho irá fazer-se um estudo mais detalhado à **parte de aplicação**, fazendo-se só uma breve descrição do processo envolvido na **parte de análise**.

## 3.2 Conceitos gerais

### 3.2.1 *Atmospheric Boundary Layer (ABL)*

A camada da atmosfera que está logo acima da superfície terrestre denomina-se *Atmospheric Boundary Layer (ABL)*, como se pode verificar na figura 3.2.

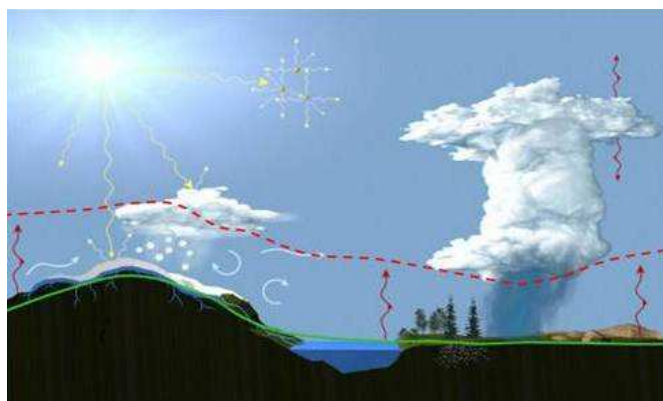


Figura 3.2 – Representação da *Atmospheric Boundary Layer* [6]

Acima desta camada da atmosfera, com espessura na ordem de 1km, o efeito do atrito no vento não se faz sentir, sendo que dentro da camada o atrito influencia o comportamento do vento, tornando a sua velocidade nula numa altura igual ao comprimento de rugosidade do terreno  $z_0$ .

### 3.2.2 Perfil logarítmico de vento

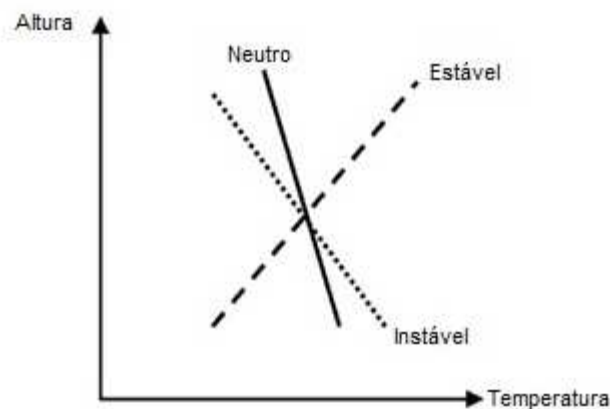
Dentro da *Atmospheric Boundary Layer (ABL)* e sobre terrenos planos e homogéneos, a velocidade de vento é modelada pela equação (1) em função da altura acima do solo. Nesta equação,  $u(z)$  representa a velocidade do vento em [m/s] à altura  $z$  acima do solo em [m],  $u_*$  a velocidade de fricção em [m/s],  $k$  a

constante *von Kármán* que toma usualmente o valor de 0.4 e  $z_0$  define o comprimento de rugosidade do terreno em [m].

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \ln \frac{z}{z_0} \quad (1)$$

O perfil de vento é modificado a partir de poucas dezenas de metros de altitude devido às variações de fluxo de calor da superfície, e assim, a rugosidade do terreno deixa de ser a única característica do terreno a considerar, sendo adicionada também por parâmetros descrevendo o fluxo de calor do terreno.

Para descrever o comportamento do fluxo de calor do terreno, consideram-se três regimes de estabilidade atmosférica: neutro, estável e instável, que se podem analisar através da figura 3.3.



**Figura 3.3** – Regimes de estabilidade atmosférica

Em condições neutras há um regime adiabático com o aumento da altura, significando que não há trocas de energia entre o ar e o meio exterior, e portanto a temperatura não se altera muito com a altura. Nesta situação geralmente a temperatura diminui 1° C por 100 m de altura. O perfil logarítmico de vento em regime neutro, é assim, dependente apenas da rugosidade da superfície e altura.

Em condições instáveis a temperatura diminui mais rapidamente com a altura em relação ao regime neutro. Isto é típico durante o Verão, em que o solo está quente e

como consequência o ar perto do solo sobe, havendo trocas de energia com o meio exterior, conduzindo a um mais alto nível de turbulência no ar.

Em condições estáveis, geralmente frequente no Inverno ou durante a noite, o ar próximo do solo é mais frio que nas camadas superiores, resultando em um aumento de temperatura com a altura.

Como resultado desta análise, a variação de velocidade com o aumento da altura é maior para condições estáveis do que para condições instáveis.

De modo a ter em conta esta influência do regime de estabilidade atmosférica, acrescenta-se uma componente ao perfil logarítmico de vento como se verifica na equação (2), em que  $\psi$  é uma função empírica (Businger, 1973; Dyer, 1974), que é função da altura  $z$  acima do solo e de um parâmetro  $L$  denominado comprimento de Monin-Obukhov que tem em conta o fluxo de calor do terreno.

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \left[ \ln \frac{z}{z_0} - \psi(z/L) \right] \quad (2)$$

### 3.2.3 Dados meteorológicos e distribuição de Weibull

O registo temporal de velocidade e direção de vento é obtido por aparelhos próprios para este efeito tais como anemómetros (figura 3.4), e sensores de direção instalados em torres anemométricas preferencialmente livres de obstáculos em seu redor, que vão registando velocidades e direções de vento normalmente a cada 10 min.



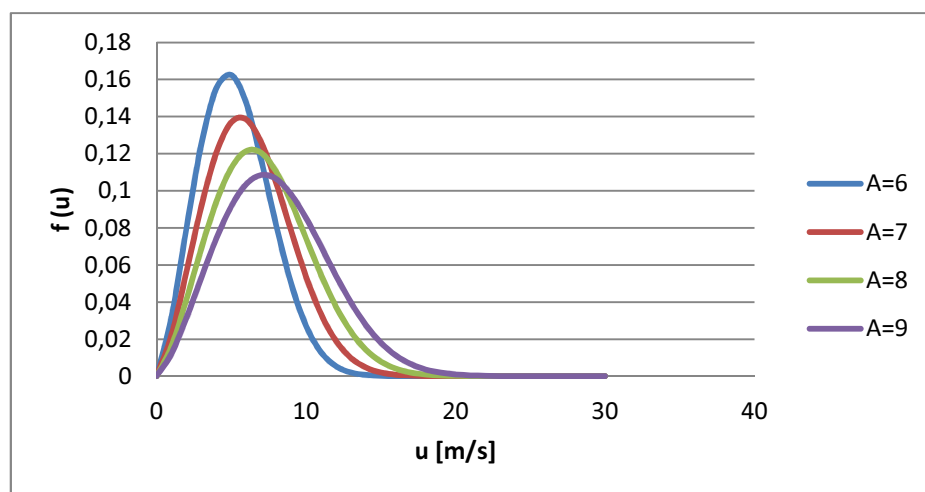
Figura 3.4 – Anemómetro

O fator temporal de registo é importante na medida em que quanto maior a quantidade de dados registados, melhor é a representação do vento característico do local, e sendo assim, o registo de dados de vento medido deve ter em conta um período suficientemente longo. No entanto, os instrumentos que atualmente se utilizam são bastante precisos, sendo que a obtenção de dados de vento com um mínimo de 1 ano considera-se suficiente para fazer uma análise minimamente credível do potencial de vento do local.

Para uma boa representação da distribuição de frequência da velocidade do vento numa forma compacta evitando trabalhar com inúmeros valores ao longo da série temporal registada, o *WAsP* faz uso da distribuição de *Weibull* (*Weibull, 1951*) representada na expressão (3) onde  $f(u)$  representa a densidade de probabilidade da velocidade do vento  $u$ . A unidade de  $u$  é [m/s] e os dois parâmetros desta função definem-se como parâmetro de escala  $A$  em [m/s] e parâmetro de forma  $K$  que representa uma unidade adimensional.

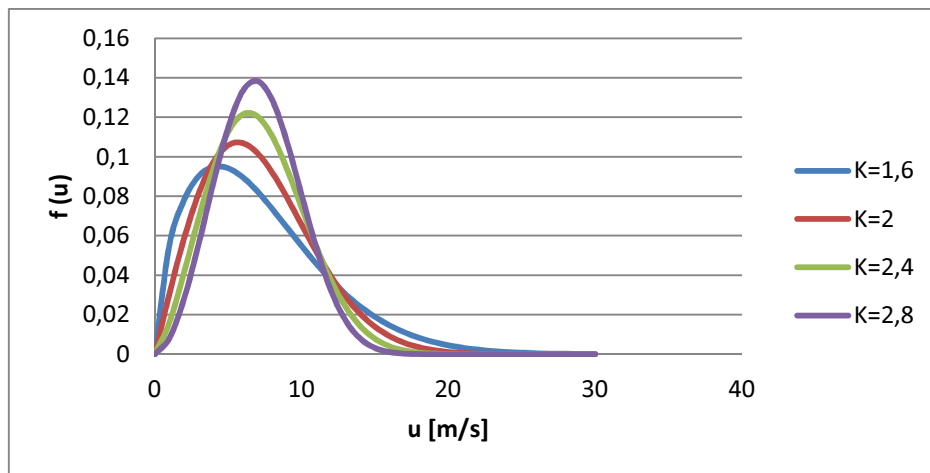
$$f(u) = \frac{K}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^K} \quad (3)$$

Na figura 3.5 pode verificar-se a influência do parâmetro de escala  $A$  na forma da distribuição de *Weibull*.



**Figura 3.5** – Distribuição de *Weibull* para  $K = 2.4$  e diferentes valores de  $A$

A verificação da influência do parâmetro de forma  $K$  na distribuição de *Weibull* está evidenciado na figura 3.6.



**Figura 3.6** – Distribuição de *Weibull* para  $A = 8$  e diferentes valores de  $K$

Para maiores valores de  $K$  a variação da velocidade do vento em relação à velocidade média de vento é menor do que para valores de  $K$  menores. Assim o desvio padrão é reduzido e a ocorrência de velocidades de vento em torno de um intervalo mais restrito é conseguido com valores de  $K$  mais elevados, tornando o vento mais previsível em torno de determinados valores.

A probabilidade da velocidade de vento exceder um certo valor  $u$  pode ser calculada através da equação (4) que resulta do integral da função  $f(u)$ .

$$F(u) = \int_u^{+\infty} f(u) du = e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^K} \quad (4)$$

**Nota:** A função  $f(u)$  definida em (3) pode resultar em duas distribuições típicas: distribuição exponencial em que  $K = 1$  e distribuição de *Rayleigh* no qual o parâmetro  $K$  toma o valor de  $K = 2$ .

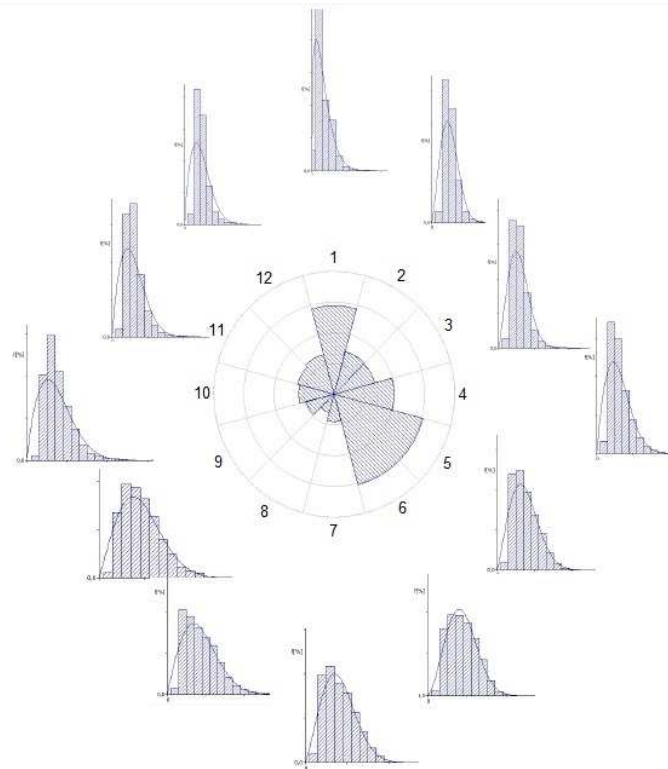
Algumas características importantes da distribuição de *Weibull*, tais como, o valor médio e a média quadrática da velocidade de vento, podem ser definidos em função do parâmetro de escala  $A$  e do parâmetro de forma  $K$  e usando a função gama  $\Gamma$ , tal como se apresenta nas expressões (5) e (6).

- Valor médio  $M = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$  (5)

- Média quadrática  $u^2 = A^2\Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right)$  (6)

A partir dos dados registados no anemómetro para diferentes direções e velocidades, a frequência da distribuição de vento é dividida em 12 setores de 30° em todo o espectro de direções, resultando assim na chamada rosa de ventos.

Posteriormente o cálculo dos dois parâmetros  $A$  e  $K$  é realizado para todos os setores da rosa dos ventos, resultando assim numa distribuição de *Weibull* para cada setor como se verifica na figura 3.7.



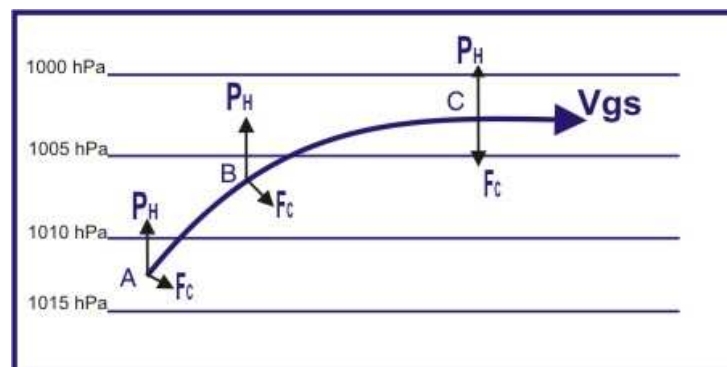
**Figura 3.7** – Rosa dos ventos e distribuição de *Weibull* para cada setor

### 3.2.4 Vento geostrófico e lei do arrasto geostrófico

A variação horizontal da pressão atmosférica provoca uma força de gradiente de pressão que tem uma direção perpendicular às isóbaras no sentido das baixas pressões. Esta força influencia o ar a deslocar-se das altas para as baixas pressões, dando origem ao chamado vento.

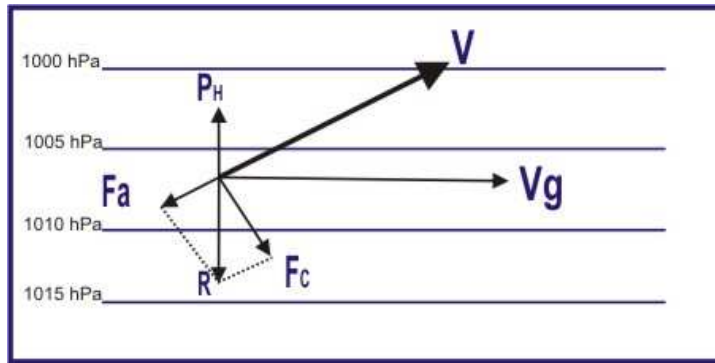
Devido à rotação da Terra surge uma força de inércia que faz desviar o movimento do vento da sua trajetória inicial, encurvando-a. Esta força de inércia é denominada força de *Coriolis*. A intensidade desta força é proporcional à intensidade do vento e varia com a latitude sendo nula no Equador e máxima nos pólos do planeta.

Se o vento se deslocar numa região onde não há atrito, como por exemplo na zona acima da *Atmospheric Boundary Layer (ABL)*, e se as isóbaras forem retílineas, estabelece-se um equilíbrio entre a força de gradiente de pressão  $P_H$  e a força de *Coriolis*  $F_C$ , como representado na figura 3.8, e o vento  $V_{gs}$  segue um movimento retílineo e uniforme, denominando-se de vento geostrófico.



**Figura 3.8** – Equilíbrio entre a força de gradiente de pressão e a força de *Coriolis* acima da *ABL*[7]

Dentro da *ABL* o fluxo de vento além de resultar de um equilíbrio de forças entre a força do gradiente de pressão  $P_H$  e a força de *Coriolis*  $F_C$ , também sobre a influência da força de atrito  $F_a$  provocada pelo terreno, atingindo um novo equilíbrio de forças, como se verifica na figura 3.9.



**Figura 3.9** – Equilíbrio entre a força de gradiente de pressão e a força de *Coriolis* dentro da *ABL* [7]

Para condições neutras de estabilidade atmosférica é possível relacionar o vento que está contido dentro da *ABL* com o vento geostrófico através da expressão (8) descrita por *Rossby e Montgomery (1935)*, em que  $G$  representa o vento geostrófico em [m/s],  $A$  e  $B$  são constantes empíricas de valor  $A = 1.8$  e  $B = 4.5$  e  $f$  representa a força de *Coriolis* [1].

$$G = \frac{u_*}{k} \sqrt{\left(\ln\left(\frac{u_*}{f z_0}\right) - A\right)^2 + B^2} \quad (8)$$

### 3.3 Modelos topográficos

Os modelos topográficos que irão ser descritos seguidamente, aplicam-se tanto para a **parte de análise** como para a **parte de aplicação** da metodologia representada na figura 3.1, mas neste trabalho só foram estudados na **parte de aplicação**.

Nos pontos que se seguem considera-se como local de estimativa do recurso eólico, uma torre eólica.

### 3.3.1 Modelo Shelter (“Shelter Model”)

Os obstáculos, tais como árvores, edifícios e outras estruturas, podem ter uma influência significativa na velocidade do vento e são fontes de turbulência na sua vizinhança.

Na figura 3.10 é possível verificar as turbulências no fluxo de vento em redor do obstáculo, incidindo mais na sua retaguarda, podendo estas turbulências estenderem-se até uma altura de 3 vezes a altura do obstáculo e a uma distância de até 50 vezes a altura do obstáculo. Caso o obstáculo esteja fora destes limites, então deve ser considerado como um elemento de rugosidade do terreno.

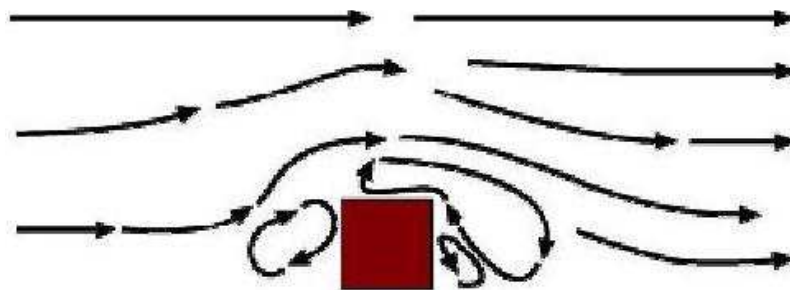


Figura 3.10 – Fluxo de vento na vizinhança de um obstáculo

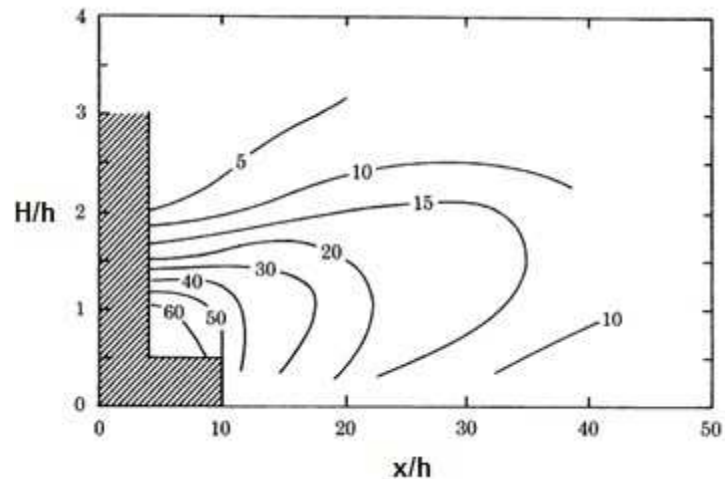
A redução da velocidade de vento no local onde está instalada a torre eólica, depende de alguns fatores tais como :

- A distância entre o obstáculo e o local ( $x$ )
- A altura do obstáculo ( $h$ )
- A altura da torre eólica ( $H$ )
- O comprimento do obstáculo ( $C_{obs}$ )
- A porosidade do obstáculo ( $P$ )

Seguidamente é aplicada a diminuição relativa da velocidade do vento para um comprimento de obstáculo  $C_{obs} = \infty$  e  $C_{obs}$  finito.

- $C_{obs} = \infty$

Na figura 3.11 mostra-se a diminuição relativa da velocidade do vento ( $R_1$ ) em [%] nas proximidades de um obstáculo com comprimento  $C_{obs}$  infinitivamente longo e de porosidade  $P = 0$ , resultado da expressão (9) estudada por *Perera (1981)*.



**Figura 3.11** – Diminuição relativa da velocidade do vento ( $R_1$ ) em [%] provocado por um obstáculo infinitivamente longo de porosidade  $P = 0$  [1]

$$R_1 = 9,8 \left(\frac{H}{h}\right)^{0,14} \frac{x}{h} (1 - P) \frac{H}{h} \left(\frac{0,32}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \cdot \frac{x}{h}\right)^{-0,47} \exp\left(-0,67 \left(\frac{H}{h} \left(\frac{0,32}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \cdot \frac{x}{h}\right)^{-0,47}\right)^{1,5}\right) \quad (9)$$

Nesta situação o efeito da porosidade  $P$  do obstáculo, é tido em conta multiplicando  $R_1$  por  $(1 - P)$ , tomando como valores de  $P$  a tabela 3.1.

Como regra geral pode aplicar-se um valor de porosidade  $P = 0$  para edifícios e  $P \sim 0,5$  para árvores.

Estrutura do obstáculo	Porosidade $P$
Sólido (parede)	0
Muito denso	$\leq 0,35$
Denso	0,35 – 0,50
Área aberta	$\geq 0,50$

**Tabela 3.1** – Valores de porosidade de um obstáculo

- $C_{obs}$  finito

Devido às dimensões finitas e bem definidas dos obstáculos, passando a ter em conta o valor de  $C_{obs}$  como um valor finito, a redução na velocidade do vento é aproximadamente estimada por  $R_2$  na equação (10).

$$R_2 = \begin{cases} \left(1 + 0,2 \frac{x}{C_{obs}}\right)^{-1} & \text{para } \frac{C_{obs}}{x} \geq 0,3 \\ 2 \frac{C_{obs}}{x} & \text{para } \frac{C_{obs}}{x} \leq 0,3 \end{cases} \quad (10)$$

Portanto, dividindo o horizonte circundante do local em doze setores de 30° coincidentes com a rosa dos ventos, são contabilizados os efeitos dos obstáculos na avaliação do recurso de vento que se encontram dentro das distâncias já mencionadas, através do fator de correção representado na equação (11).

$$fator_{obs} = (1 - R_2 \cdot R_1 (1 - P)) \quad (11)$$

### 3.3.2 Modelo de mudanças de rugosidade (“*Roughness Change Model*”)

A rugosidade de uma superfície é determinada pela dimensão e distribuição dos elementos de rugosidade que o terreno contém e é parametrizada por um comprimento de rugosidade  $z_0[m]$ . Este parâmetro pode ser definido também como a altura acima do solo em que a velocidade média do vento se torna nula, sob a condição de aplicação do perfil logarítmico de vento. Este perfil logarítmico só se aplica se o terreno for totalmente homogêneo, caso contrário irá haver desvios no comportamento do vento.

Adotando o mesmo método de divisão do horizonte circundante do local onde está instalada a torre eólica em doze setores de  $30^\circ$  coincidentes com a rosa dos ventos, classifica-se cada setor da superfície com um valor de  $z_0$ . Nos casos em que exista mudanças claras de rugosidade da superfície dentro de um mesmo setor, o modelo assenta na teoria de que uma camada, chamada de *Internal Boundary Layer (IBL)*, cresce desde o ponto de mudança de rugosidade até ao local, alterando então o comportamento do vento, como irá ser visto em 3.3.2.3.

#### 3.3.2.1 Classificação das superfícies

Na atribuição de valores de  $z_0$  às várias superfícies, podem utilizar-se como base os valores tabelados no *European Wind Atlas (1989)* [1] que se encontram na tabela 3.2, agrupando ainda vários valores de comprimento de rugosidade em quatro classes. Cada classe de rugosidade é parametrizado por um comprimento de rugosidade  $z_0$  e descrito pelas seguintes características da superfície:

- **Classe 0 ( $z_0 = 0,0002m$ )** – A superfície é caracterizada por zonas de água como lagos, rios e mar.
- **Classe 1 ( $z_0 = 0,03m$ )** – Terreno muito amplo com grandes descampados em áreas rurais em que podem existir algumas árvores e arbustos.

- **Classe 2 ( $z_0 = 0,1m$ )** – Nesta classe existe mais fauna que na classe 1 podendo também existir algumas construções rurais tais como quintas e habitações dispersas em áreas muito amplas.
- **Classe 3 ( $z_0 = 0,4m$ )** – O terreno é composto por grandes áreas de arvoredo como florestas e bosques. Também se inclui nesta classificação áreas urbanas.

$z_0$ [m]	Características da superfície	Classe de rugosidade
1	Cidade	3
0,8	Floresta	
0,5	Suburbios	
0,4		
0,3	Linhas de árvores	
0,2	Muitas árvores e arbustos	2
0,1	Quintas com vegetação densa	
0,05	Quintas com pouca vegetação	
0,03	Quintas com muito poucas árvores e edificações	1
0,02	Áreas de aeroportos com edificações e árvores	
0,01	Áreas de pistas de aeroportos	
0,008	Pasto	
0,005	Solo arado	
0,001	Neve	
0,0003	Areia	
0,0002		0
0,0001	Áreas de água como lagos e oceanos	

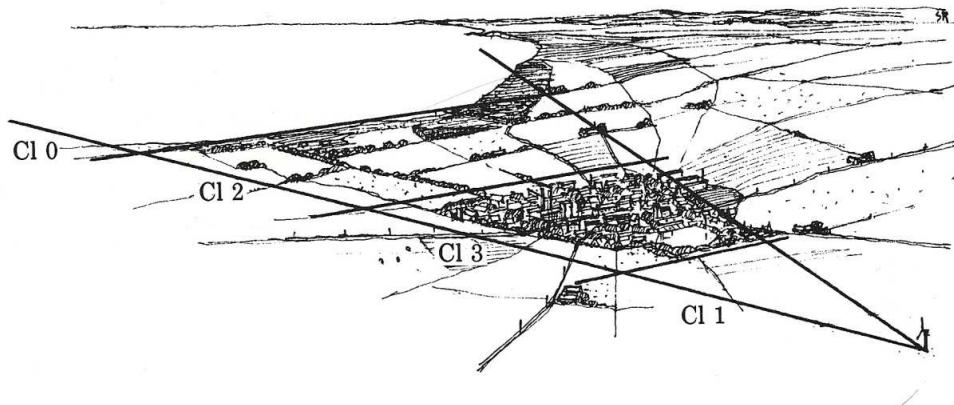
**Tabela 3.2** – Relação entre valores de  $z_0$ , características da superfície e classe de rugosidade [1]

Deve ser referenciado que o comprimento de rugosidade  $z_0$  deve ser considerado um parâmetro que depende do clima, uma vez que os valores de rugosidade da superfície podem mudar durante o ano devido a alguns fenómenos tais como: folheação, alteração da vegetação do terreno, neve a cobrir os terrenos, etc..

A velocidade do vento depende das condições da superfície só até uma certa distância do local de estimativa do recurso de vento (torre eólica), no qual a

tendência da *Atmospheric Boundary Layer (ABL)* em aproximar o equilíbrio entre a força de gradiente de pressão e a força de atrito deixa de ser considerada. No *European Wind Atlas* é usada uma distância de até 10km do horizonte do local de estimativa de recurso de vento, portanto é suficiente considerar mudanças de rugosidade até esta distância.

Na figura 3.12 mostra-se um exemplo de divisão e classificação das rugosidades num determinado setor em relação a uma torre eólica.



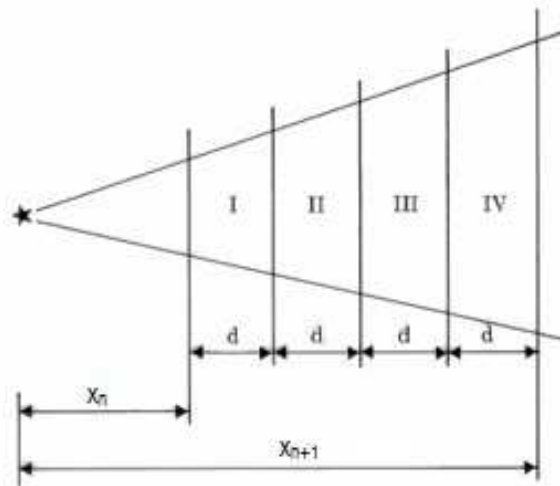
**Figura 3.12** – Classificação da rugosidade do terreno num determinado setor

O modelo no *WAsP* trata até um máximo de dez mudanças de rugosidade num mesmo setor sendo que cada alteração de rugosidade da superfície deve ser distanciada de acordo com a seguinte regra:

- Aplica-se  $x_1$  à distância desde a torre eólica até à primeira mudança de rugosidade.
- Aplica-se  $x_2$  desde a torre eólica até à segunda mudança de rugosidade e assim sucessivamente seguindo a condição de que  $x_n \geq 2x_{n-1}$  para  $n = 2, 3 \dots n \leq 10$ .

No caso de haver uma mudança de rugosidade claramente definida, por exemplo a linha da costa litoral, a condição  $x_n \geq 2x_{n-1}$  deve ser desprezada e deve-se então considerar a mudança de rugosidade.

Se mesmo assim a superfície entre duas linhas de mudança de rugosidade não for uniforme, deve ser estimado um valor de rugosidade equivalente  $z_0^R$  nessa segmento. Este valor de rugosidade equivalente  $z_0^R$  é determinado dividindo o segmento em quatro parcelas *I, II, III e IV* de igual distância  $d$ , como se verifica na figura 3.13, e em cada parcela atribui-se uma classe de rugosidade de acordo com a classificação da tabela 3.2.



**Figura 3.13** – Representação da divisão das áreas segundo o critério de peso de rugosidades [1]

A atribuição das classes de rugosidade é feita tendo em consideração que a superfície próxima do local de estimativa de recurso eólico exerce uma maior influência no vento e portanto atribuem-se mais parcelas correspondentes a estas superfícies. Após as respectivas classes estarem atribuídas, é extraído um valor de  $z_0^R$  da tabela 3.3 em função do número de parcelas respeitantes a cada classe contidas no respectivo segmento.

Classe de rugosidade	0	1	2	3	$z_0^R$
	3	1			0,001
	3		1		0,002
	3			1	0,003
	2	2			0,004
	2	1	1		0,006
	2	1		1	0,01
	2		2		0,009
	2		1	1	0,015
	2				0,025
	1	3			0,011
	1	2	1		0,017
	1	2		1	0,027
	1	1	2		0,024
	1	1	1	1	0,038
	1	1		2	0,059
	1		3		0,033
	1		2	1	0,052
	1		1	2	0,079
	1			3	0,117
		3	1		0,042
		3		1	0,064
		2	2		0,056
		2	1	1	0,086
		2		2	0,127
		1	3		0,077
		1	2	1	0,113
		1	1	2	0,163
		1		3	0,232
			3	1	0,146
			2	2	0,209
			1	3	0,292

**Tabela 3.3** – Valores de  $z_0^R$  [1]

Para uma melhor compreensão deste método faz-se uma análise rápida aos dois casos extremos da tabela 3.3. Desta análise é notório que o menor valor de  $z_0^R$  (0,001) corresponde à situação em que nas quatro parcelas de atribuição de valores de classe de rugosidade, três delas são da classe de menor rugosidade (classe 0), o que revela a grande influência de valores baixos de rugosidade no valor de  $z_0^R$  nesta situação. Por outro lado, no caso em que o valor de  $z_0^R$  é máximo (0,292) a influência de três parcelas com o mais alto valor de classe de rugosidade é determinante para que o valor de  $z_0^R$  seja elevado.

Um exemplo simples de estimativa do valor de  $z_0^R$  para um determinado segmento entre dois pontos de mudança de rugosidade é o seguinte: atribuem-se às parcelas *I* e *II* o valor de classe de rugosidade 0 e às parcelas *III* e *IV* a classe de rugosidade 1. O valor de  $z_0^R$  resultante para este segmento é de  $z_0^R = 0,004$ .

### 3.3.2.2 Rugosidade efetiva $z_{0e}$

Considerando o setor classificado conforme o ponto anterior é preciso agora estimar um único comprimento de rugosidade efetivo para todo o setor.

Como já se disse, à medida que a distância vai aumentando em relação à torre eólica, as condições da superfície do terreno perdem importância. Por esta razão as superfícies afastadas do local têm um peso menor na influência no vento no local. De modo a ter este aspeto em conta, calcula-se um valor de peso  $W_n$  para cada mudança de rugosidade ao longo do setor de acordo com a expressão (12), e aplicando este valor de peso em sequência às várias mudanças de rugosidade, obtém-se um valor de rugosidade efetivo  $z_{0e}$  correspondente ao valor de rugosidade efetivo da superfície do referido setor, em que  $x_n$  é a distância entre o local e o ponto de mudança de rugosidade  $n$  e  $D$  é a distância de equilíbrio considerada de 10 km [1].

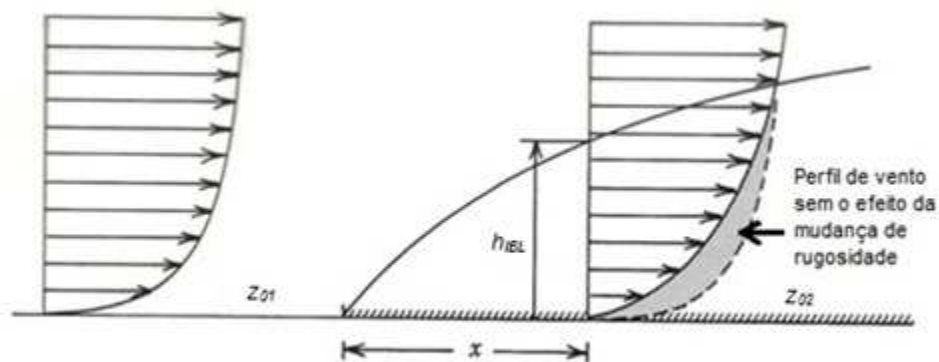
O valor de  $z_{0e}$  por sua vez é usado no valor de  $z_0$  na expressão da lei de arrasto geostrófico em (8).

$$w_n = e^{\left(-\frac{x_n}{D}\right)} \quad (12)$$

Para se realizar o método que acabou de ser descrito, vai-se igualando a expressão  $\ln(z_{0n}) + W_n \ln\left(\frac{z_{0n+1}}{z_{0n}}\right)$  a  $\ln(z_{0n+1})$  ao longo de todos os pontos de mudança de rugosidade do setor e obtém-se assim um valor de rugosidade final que corresponde à rugosidade efetiva do setor,  $z_{0e}$ .

### 3.3.2.3 *Internal Boundary Layer (IBL)*

A modelação da velocidade do vento quando ocorre uma mudança de uma superfície caracterizada com um comprimento de rugosidade  $z_{01}$  para outra superfície caracterizada por  $z_{02}$ , é realizada, considerando que uma camada interna, chamada de *Internal Boundary Layer (IBL)*, cresce a uma distância  $x$  desde o ponto de mudança de rugosidade até ao local onde está instalada a torre eólica. Esta camada irá então ter uma altura  $h_{IBL}$  como se pode verificar na figura 3.14.



**Figura 3.14** – Perfil de vento em duas superfícies com diferentes rugosidades [1]

A altura da *IBL* aumenta com a distância entre o local onde se encontra a torre eólica e o ponto de mudança de rugosidade e é definida pela expressão (13), onde  $z_0'$  é o valor máximo dos dois valores de comprimento de rugosidade  $z_{01}$  e  $z_{02}$ .

$$\frac{h_{IBL}}{z_0'} \left( \ln \frac{h_{IBL}}{z_0'} - 1 \right) = 0,9 \cdot \frac{x}{z_0'} \quad (13)$$

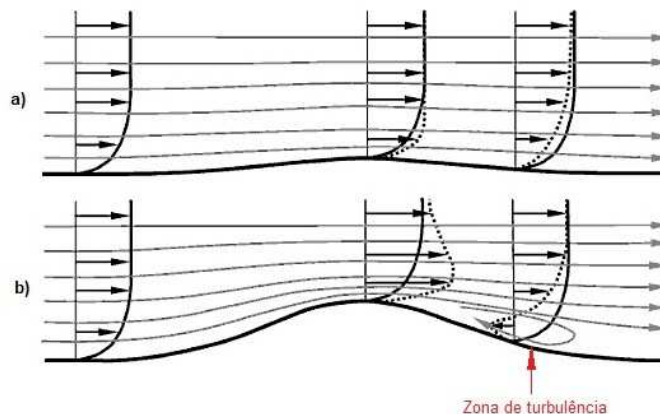
Na zona exterior à *IBL* a mudança de rugosidade da superfície não é sentida, e portanto, o perfil de vento é o correspondente ao da superfície de rugosidade  $z_{01}$ . Por outro lado, no interior da *IBL* o perfil de vento é influenciado pelas duas superfícies com rugosidades,  $z_{01}$  e  $z_{02}$ , e logo vai ter um comportamento diferente.

Portanto, se a altura da torre eólica estiver acima da altura da *IBL*, a superfície pode ser considerada homogênea vista da torre eólica e não é necessário ter em conta o efeito de mudança do valor de rugosidade. Se entretanto estiver abaixo da altura  $h_{IBL}$  os efeitos de mudança de rugosidade da superfície são sentidos e corrige-se então a velocidade do vento aplicando o fator de correção representado na equação (14), em que  $H$  representa a altura da torre eólica.

$$fator_{rug} = \frac{\ln(H/z_{02}) \ln(h_{IBL}/z_{01})}{\ln(H/z_{01}) \ln(h_{IBL}/z_{02})} \quad (14)$$

### 3.3.3 Modelo Orográfico (“*Orographic Model*”)

A orografia caracteriza as variações de altura que ocorrem no terreno. Como consequência o perfil de vento irá ser distorcido dependendo esta distorção do declive do terreno, da rugosidade do solo e do regime de estabilidade atmosférica. Como se pode verificar na figura 3.15, sobre o topo da montanha o escoamento do vento é geralmente acelerado, e num terreno muito acentuado como é o caso de **b)**, o fluxo de vento pode separar-se e formar uma zona de turbulência.



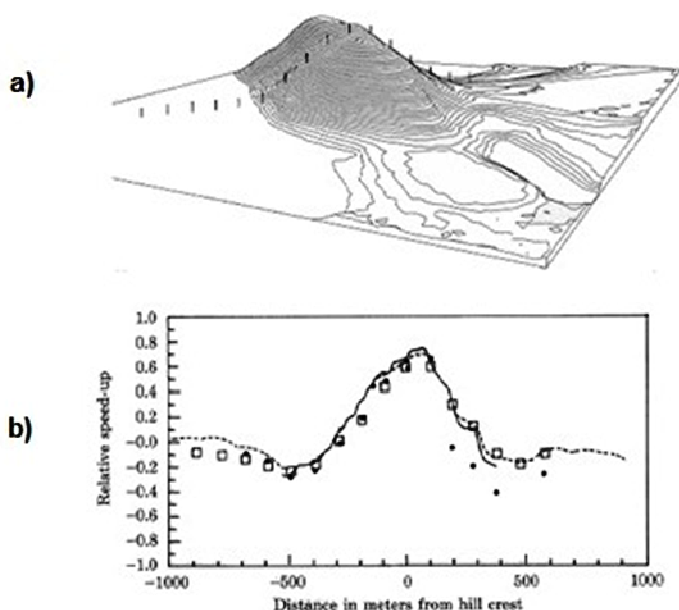
**Figura 3.15** – a) Efeito da orografia do terreno no perfil vertical de velocidade de vento numa montanha com inclinação suave [8]  
b) Efeito da orografia do terreno no perfil vertical de velocidade de vento numa montanha numa montanha com inclinação mais acentuada [8]

Este fenómeno de turbulência pode acontecer em terrenos com uma inclinação maior que 30%, e por esta razão o *WAsP* não produz resultados muito fiáveis a trabalhar com terrenos em que as inclinações ultrapassem os 30%.

A localização e dimensões de zonas de separação de fluxo de vento dependem da inclinação da encosta e da sua curvatura, bem como da rugosidade e regime de estabilidade atmosférica. Nestas zonas o perfil de velocidade do vento podem mostrar áreas com gradiente vertical negativo.

Como exemplo ilustrativo dos efeitos da orografia no fluxo de vento teve-se em consideração os estudos experimentais realizados na montanha de *Askervein* na ilha *Uist* do Sul em *Hebrides* no lado oeste da Escócia representada em **a)** na figura 3.16.

Os dados de velocidade e direção de vento foram registados ao longo de uma série de torres de medição como se verifica na figura, todas com uma altura de 10 m acima do solo. Estes dados foram registados com uma direção de vento quase perpendicular à orientação da cordilheira da montanha e podem ver-se em **b)** na figura 3.16. Estes dados evidenciam o acréscimo relativo de velocidade de vento nos vários pontos de medição da montanha, sendo que os pontos indicam as medidas registadas, os quadrados os resultados do modelo orográfico do *WAsP* e as linhas a cheio e a tracejado representam resultados de outros dois modelos usados.

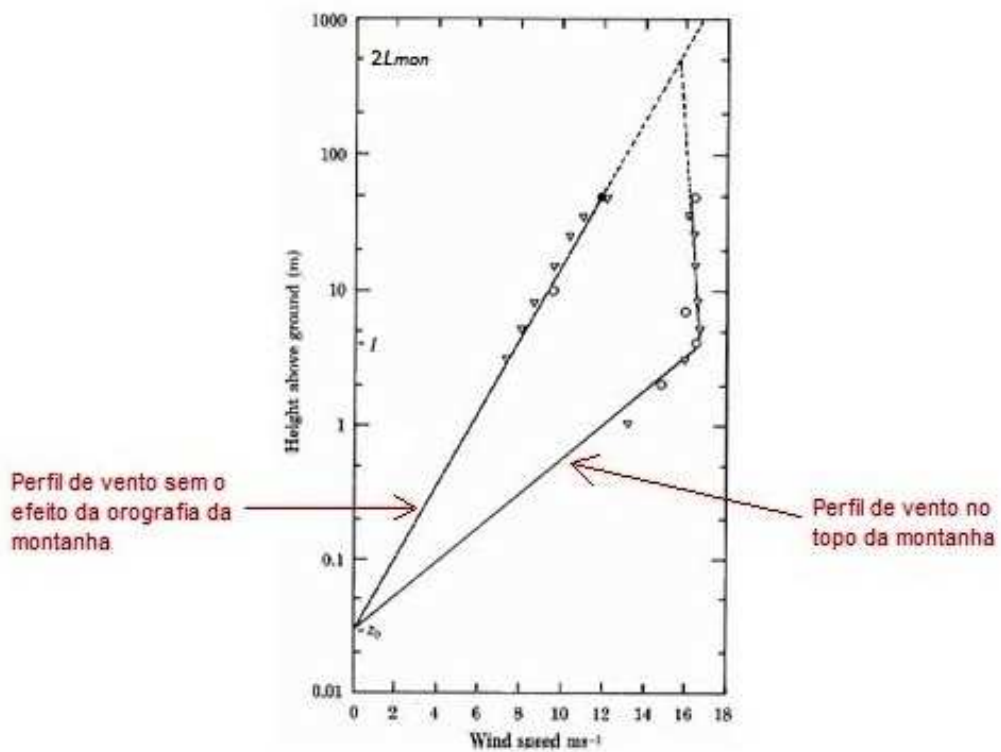


**Figura 3.16 – a)** Representação da montanha de *Askervein* e disposição das torres anemométricas[1]  
**b)** Acréscimo relativo de velocidade do vento [1]

Neste estudos tiraram-se as seguintes considerações:

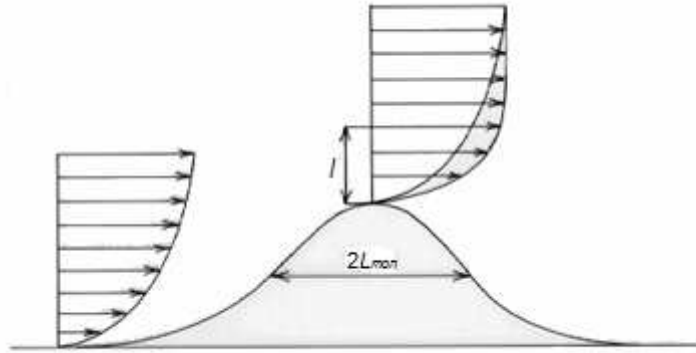
- O acréscimo relativo de velocidade do vento no topo da montanha é cerca de 80% do valor de velocidade se não existisse os efeitos orográficos da montanha
- O decréscimo relativo de velocidade do vento na parte frontal da montanha e na retaguarda varia entre 20 a 40% do valor de velocidade de vento sem o efeito das mudanças de altura do terreno

O perfil de vento sem o efeito da orografia da montanha bem como no topo da montanha de *Askervein* estão representados na figura 3.17.



**Figura 3.17** – Perfil de vento sem o efeito da orografia da montanha e no topo da montanha de *Askervein* [1]

Na análise da figura 3.17 verifica-se que o perfil de vento sem o efeito da orografia da montanha é o correspondente ao perfil logarítmico com a altura enquanto que o perfil no topo da montanha varia de maneira diferente, atingindo uma altura  $l$  em que o acréscimo de velocidade é máximo, sendo depois mais ou menos constante até à altura  $2L_{mon}$ , ponto este que se junta com o perfil logarítmico.  $L_{mon}$  é uma característica de comprimento da montanha que se pode verificar na figura 3.18 .



**Figura 3.18** – Fluxo de vento sem o efeito da orografia e no topo de uma montanha idealizada

A altura ( $l$ ) em que o acréscimo de velocidade é máximo no topo da montanha, é calculado pela expressão (15) e a variação de velocidade do vento pode ser aproximadamente estimado pela equação (16).

$$l \cong 0,3 \cdot z_0 \left( \frac{L_{mon}}{z_0} \right)^{0,67} \quad (15)$$

$$\Delta u \cong 2 \frac{H}{L_{mon}} \quad (16)$$

A variação da velocidade do vento devido à orografia ( $\Delta u_{oro}$ ), à altura  $H$  da torre eólica instalada no topo de uma montanha com as características da figura 3.18, é dada pela equação (17).

$$\Delta u_{oro} = \begin{cases} \Delta u & \text{para } H \leq l \\ \Delta u \cdot \frac{\ln(H/2L_{mon})}{\ln(l/2L_{mon})} & \text{para } l < H \leq 2L_{mon} \\ 0 & \text{para } 2L_{mon} < H \end{cases} \quad (17)$$

Sendo assim, a correção na velocidade do vento é realizada aplicando o fator de correção da equação (18).

$$fator_{oro} = (1 + \Delta u_{oro}) \quad (18)$$

**Nota:** Este método de cálculo da variação da velocidade do vento tendo em conta os efeitos da orografia do terreno, aplica-se somente a um local que esteja no topo de uma montanha de características idênticas às da figura 3.18 em que a inclinação do terreno não seja superior a 30%.

Para uma estimativa da velocidade de vento em qualquer ponto da montanha é necessário utilizar um modelo orográfico mais elaborado contido no *WAsP*.

### 3.4 **Parte de análise**

Como já se referiu no ponto 3.1 não irá haver uma descrição detalhada no processo envolvido nesta primeira parte da metodologia do *WAsP*, e portanto, faz-se uma breve referência aos principais aspectos.

Esta **parte de análise** permite que os dados de velocidade e direção de vento medidos num anemómetro sob a forma de uma distribuição de *Weibull* para cada setor da rosa dos ventos, sejam “corrigidos” pelas influências dos obstáculos, mudanças de rugosidades e orografia locais através dos modelos topográficos.

Feita a correção através dos fatores de correção tem-se uma distribuição de vento como se não existisse obstáculos, alterações de rugosidade e como se o terreno fosse totalmente plano.

Estes novos valores de velocidade de vento são então “transferidos” para fora da *Atmospheric Boundary Layer (ABL)* através da lei de arrasto geostrófico, de modo a calcular uma distribuição de vento geostrófico. Esta nova distribuição de vento geostrófico é característica da região local abrangendo uma área dentro de um raio de aproximadamente 100km se as condições de terreno forem muito semelhantes entre qualquer zona abrangida por esta área e o local de medição.

Seguidamente a distribuição de vento geostrófico é aplicada na equação do perfil logarítmico de vento tendo em conta as influências do fluxo de calor da superfície (expressão 2), de maneira a calcular velocidades de vento para quatro valores de

comprimento de rugosidade standard, correspondentes aos valores das classes de rugosidade ( $z_0 = 0,0002m$ ,  $z_0 = 0,03m$ ,  $z_0 = 0,1m$ ,  $z_0 = 0,4m$ ) e para alturas standard de 10m, 25m, 50m, 100m e 200m.

A saída final de todo este processo, denominado *Wind Atlas*, é um conjunto de quatro tabelas com o aspeto da tabela 3.4, em que cada tabela corresponde a uma determinada classe de rugosidade standard e contém a distribuição de parâmetros de *Weibull*  $A$  e  $K$  em todos os doze setores e para as cinco alturas standard.

H [m]	setor [°]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10,0	A [m/s]	3,2	5,5	7,1	6,3	6,2	5,9	6,5	6,3	5,7	5,6	4,5	3,9
	K	0,97	1,17	1,76	1,60	1,59	1,44	1,46	1,67	1,88	1,63	1,21	1,28
25,0	A [m/s]	3,9	6,6	8,6	7,7	7,5	7,1	7,9	7,7	7,0	6,8	5,5	4,9
	K	0,99	1,18	1,79	1,63	1,62	1,47	1,49	1,71	1,96	1,68	1,24	1,33
50,0	A [m/s]	4,5	7,6	9,7	8,7	8,6	8,2	9,0	8,8	8,0	7,8	6,3	5,7
	K	1,02	1,20	1,85	1,69	1,67	1,51	1,52	1,78	2,09	1,76	1,28	1,42
100,0	A [m/s]	5,3	8,5	11,1	10,0	9,8	9,3	10,2	10,0	9,3	9,0	7,3	6,7
	K	1,08	1,24	1,94	1,79	1,78	1,59	1,58	1,89	2,29	1,92	1,36	1,56
200,0	A [m/s]	6,0	9,6	12,6	11,4	11,2	10,6	11,5	11,5	11,1	10,5	8,3	7,9
	K	1,07	1,25	1,94	1,78	1,76	1,58	1,59	1,87	2,21	1,86	1,34	1,50

**Tabela 3.4** – Valores de  $A$  e  $K$  para os valores standard de altura entre 10 e 200m correspondentes a uma dada classe de rugosidade

### 3.5 Parte de aplicação

Esta segunda parte da metodologia do *WAsP* permite estimar o recurso de vento e o potencial energético, num determinado local abrangido pela região em que foi calculado uma distribuição de vento pela **parte de análise** descrita no ponto anterior. Considerando as influências da topografia local com a aplicação dos modelos topográficos é possível assim, saber o recurso de vento numa zona onde não há registos de velocidade e direção de vento, desde que essa zona esteja compreendida num raio de aproximadamente 100km do local onde foram registados dados de vento e o terreno seja muito semelhante entre os dois locais.

Estimado o recurso de vento para por exemplo, implementar uma torre eólica, é possível avaliar aproximadamente a sua potência debitada.

Na figura 3.19 está representado todo o processo envolvido nesta **parte de aplicação**, descrevendo-se nos pontos seguintes as várias etapas do processo.



Figura 3.19 – Parte de Aplicação do WASP

### 3.5.1 Chamada dos parâmetros $A$ e $K$ das tabelas do *Wind Atlas* e respetiva correção

Para aplicar os fatores de correção saídos dos modelos topográficos é necessário extrair os valores dos parâmetros de *Weibull*  $A$  e  $K$  para todos os setores das tabelas do *Wind Atlas* correspondentes ao valor de comprimento de rugosidade do terreno onde se quer instalar a torre eólica e à altura da turbina.

O valor de comprimento de rugosidade  $z_0$  a considerar nas tabelas do *Wind Atlas* é o valor de comprimento de rugosidade  $z_{0e}$  calculado através do procedimento descrito em 3.3.2.2.

O valor da altura a considerar para a chamada de parâmetros  $A$  e  $K$  é a altura da turbina eólica.

Se os valores de altura da turbina eólica e de comprimento de rugosidade  $z_{0e}$  não coincidirem com valores de alturas standard e comprimentos de rugosidade standard das tabelas do *Wind Atlas* terá que se proceder a uma interpolação dos valores de  $A$  e  $K$  das tabelas do *Wind Atlas*. No entanto, esta interpolação não será abordada neste trabalho.

Tendo assim os valores de  $A$  e  $K$  das tabelas do *Wind Atlas*, procede-se à correção dos valores devido ao regime de estabilidade atmosférica que tem em conta a influência do fluxo de calor da superfície. Este procedimento também não é analisado neste trabalho.

Após o cálculo dos fatores de correção dos modelos topográficos, aplicam-se estes fatores ao parâmetro  $A$ , enquanto o parâmetro  $K$  é mantido, usando a equação (19), para se obter um conjunto de valores de  $A$  e  $K$  para os doze setores.

$$A_{corr} = fator_{obs} \times fator_{rug} \times fator_{oro} \times A \quad (19)$$

### 3.5.2 Parâmetros de Weibull $A$ e $K$ totais para o local

Feita a correção dos parâmetros  $A$  e  $K$  em todos os doze setores do local em questão, é necessário portanto transformar este conjunto de valores em um único valor de  $A$  e  $K$ , característicos do local.

Um cálculo eficaz destes parâmetros em situações onde as rugosidades não são iguais em todos os setores pode ser feito através da média e da média quadrática da velocidade do vento enunciadas nas expressões (5) e (6), respectivamente.

O valor médio de velocidade de vento obtém-se multiplicando o valor de  $A$  por um fator  $F_M(K)$  que traduz a função gama  $\Gamma$ . Este fator pode ser extraído da tabela de  $F_M(K)$  do anexo A, em função do valor de  $K$ .

Por sua vez o valor da média quadrática de velocidade de vento obtém-se multiplicando o valor de  $A^2$  por um fator  $F_u(K)$  que traduz a função gama  $\Gamma$ . O fator  $F_u(K)$  é extraído da tabela de  $F_u(K)$  em função do valor de  $K$ .

Calculados os valores de  $M$  e  $u^2$  para cada setor é portanto necessário calcular um só valor de  $M$  e  $u^2$  para o local, aplicando as expressões (20) e (21).

$$M = \frac{\sum M_i f_i}{\sum f_i} \quad (20)$$

$$u^2 = \frac{\sum u_i^2 f_i}{\sum f_i} \quad (21)$$

Calculando  $\frac{M}{u^2}$  e aplicando este valor na tabela de  $F_K$  do anexo A, obtém-se o valor de  $K$  do local.

Este valor de  $K$  por sua vez é introduzido como entrada na tabela de  $F_A(K)$ , de modo a obter um valor  $F_A$  que multiplicado pelo valor de  $M$  do local obtém-se um valor total de  $A$ .

### 3.5.3 Estimativa da potência média

Calculados os parâmetros  $A$  e  $K$  totais do local, é possível então fazer uma primeira estimativa da potência média que o local pode ter, com vista à instalação de uma turbina eólica.

A densidade de potência média  $E$  que se define como o fluxo de energia por unidade de área perpendicular ao fluxo de vento é dado pela expressão (22), onde  $\rho$  é a densidade média do ar em  $[\text{kg}/\text{m}^3]$  e  $u$  o valor médio da velocidade de vento em  $[\text{m}/\text{s}]$ .

$$E = \frac{1}{2} \rho u^3 \quad (22)$$

Em termos de parâmetros de *Weibull*  $A$  e  $K$  totais do local, a densidade de potência média traduz-se pela equação (23), em que  $F_E(K)$  é retirado da tabela de  $F_E(K)$  do anexo A em função do parâmetro  $K$ .

$$E = \frac{A^3 F_E(K)}{8760} \times 1000 \quad (23)$$

Conhecendo a densidade de potência média chega-se facilmente a uma estimativa da potência média para uma determinada turbina eólica, sabendo a área varrida pelas pás do rotor da turbina ( $A_R$ ) e tendo também em conta o limite de *Betz* de 59% como descrito na equação (24).

$$P = E \times A_R \times 0,59 \quad (24)$$

## ***Capítulo 4***

# ***Demonstração da metodologia de estimativa do potencial eólico para cálculo de potência***

*Neste capítulo é ilustrada a metodologia utilizada para estimativa do recurso eólico que foi objeto de análise no capítulo anterior.*

*É apresentado um exemplo simples de demonstração da potência média aproximada que se iria obter no local para a instalação de uma turbina eólica.*

*É ainda usado o método para estimar a potência média debitada que seria de esperar em um parque eólico situado nas proximidades da cidade de Osório, na zona sudeste do Estado de Rio Grande do Sul, no Brasil.*

## 4.1 Demonstração da parte de aplicação do *WAsP* para estimativa do potencial eólico e respetiva potência média para um caso simples

Irá ser demonstrado neste ponto o processo envolvido na parte de aplicação do *WAsP*, através da metodologia que foi demonstrada no capítulo anterior.

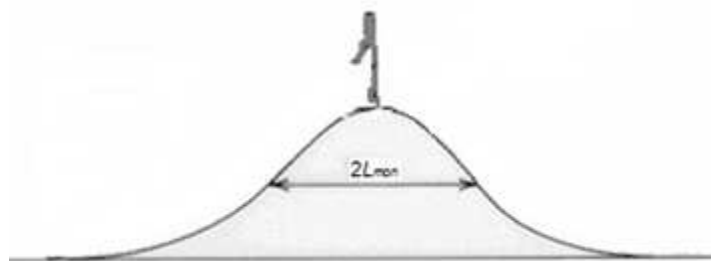
Para a aplicação do referido método é ilustrado um pequeno exemplo, no qual são calculados os respetivos fatores de correção dos modelos topográficos para depois serem usados na correção de um valor de  $A$  já retirado de uma tabela de distribuição de vento característico de uma região, ou também conhecida por *Wind Atlas*.

Como o objetivo aqui pretendido, é mostrar como se processa esta etapa do método de estimativa de potencial eólico, é apenas realizada a correção do parâmetro de escala  $A$  respeitante à distribuição de *Weibull* de um dos doze setores coincidentes com a rosa de ventos, sendo que o método se processa de maneira semelhante para os restantes setores.

No final irão obter-se parâmetros de *Weibull*  $A$  e  $K$ , únicos para o local em questão e poder-se-á fazer uma estimativa de potência média do local para instalação de uma turbina eólica.

### 4.1.1 Apresentação do problema

Quere-se implementar uma torre eólica com a respetiva turbina a 30m acima do solo e um diâmetro do rotor de 20 m, situada no topo de uma montanha de características bem definidas e idênticas à da figura 4.1.



**Figura 4.1** – Torre eólica no topo de uma montanha com características idealizadas

A montanha tem uma característica de comprimento de  $L_{mon} = 230m$  e uma inclinação inferior a 30%, e pretende-se estimar o recurso eólico de modo a calcular a potência média resultante no local para instalação da turbina eólica.

#### 4.1.2 Cálculo do fator de correção do Modelo *Shelter*

No setor em análise existe uma casa de porosidade  $P = 0$  com uma distância à torre eólica de  $x = 300m$ , altura  $h = 20m$  e um comprimento  $C_{obs} = 20m$  conforme se verifica na figura 4.2.

Este obstáculo deve ser considerado para a correção do perfil de vento uma vez que apresenta uma distância até à torre eólica inferior a 50 vezes a altura da casa ( $300 \leq 50 \times 20$ ) e também uma altura da torre eólica inferior a 3 vezes a altura do obstáculo ( $30 \leq 3 \times 20$ ).

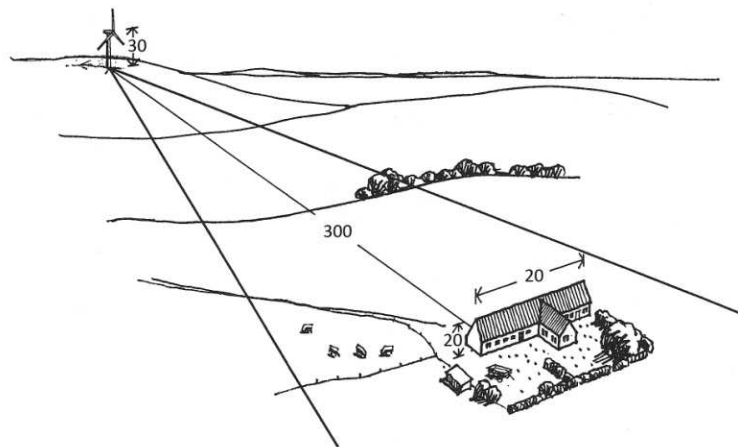
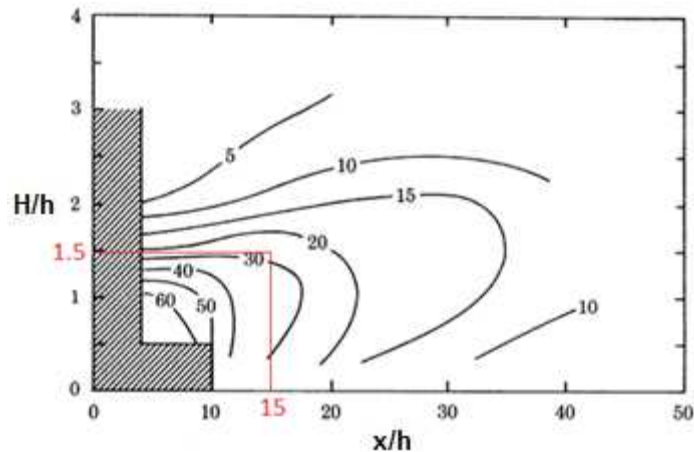


Figura 4.2 – Representação do obstáculo no setor em análise

Sendo a casa essencialmente constituída por estruturas sólidas a porosidade a considerar é de  $P = 0$  e portanto pode usar-se o gráfico indicado por *Perera (1981)* para estimar a diminuição relativa da velocidade do vento ( $R_1$ ), no caso de a casa ter um comprimento  $C_{obs}$  infinitamente longo.

A relação entre a distância da casa à torre eólica e a altura da casa é de  $\frac{x}{h} = \frac{300}{20} = 15$  e a relação entre a altura da torre e a altura da casa é de  $\frac{H}{h} = \frac{30}{20} = 1,5$  resultando um  $R_1 \cong 29\%$  como se verifica na figura 4.3.



**Figura 4.3** – Diminuição relativa da velocidade do vento ( $R_1$ ) considerando a casa com um comprimento  $C_{obs}$  infinitivamente grande

A casa no entanto tem um comprimento finito de valor  $C_{obs} = 20m$  e portanto tem que se ter em conta as limitações da dimensão da casa através do cálculo do fator  $R_2$ .

Como  $\frac{20}{300} \leq 0,3$

$$R_2 = 2 \frac{C_{obs}}{x} = 2 \frac{20}{300} = 0,133$$

O factor de correção devido aos efeitos da casa vem então:

$$fator_{obs} = (1 - R_2 \cdot R_1 (1 - P)) \Leftrightarrow (1 - 0,133 \cdot 0,29 (1 - 0)) \Leftrightarrow 0,96$$

### 4.1.3 Cálculo do fator de correção do Modelo de Mudanças de Rugosidade

Analisando a figura 4.4, no segmento considerado há claramente uma mudança de rugosidade a 2000m de distância da torre em que para além deste ponto a superfície é constituída por água.

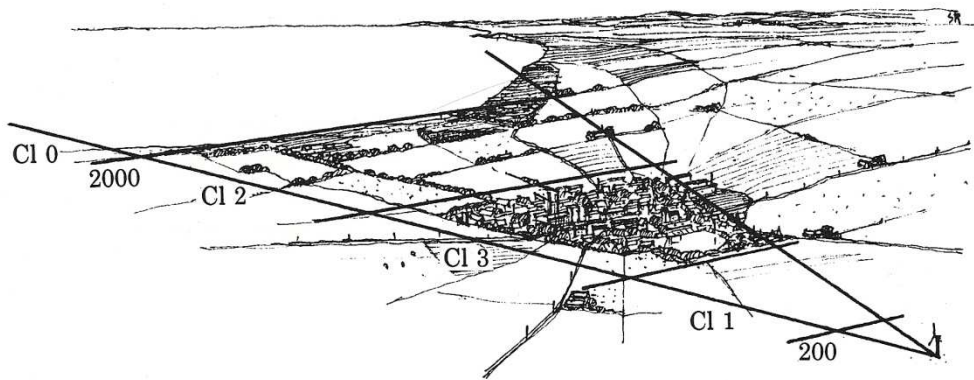


Figura 4.4 – Classificação das mudanças de rugosidade no setor analisado

Neste segmento o terreno não é homogéneo e portanto deve-se estimar um valor de  $z_0^R$ .

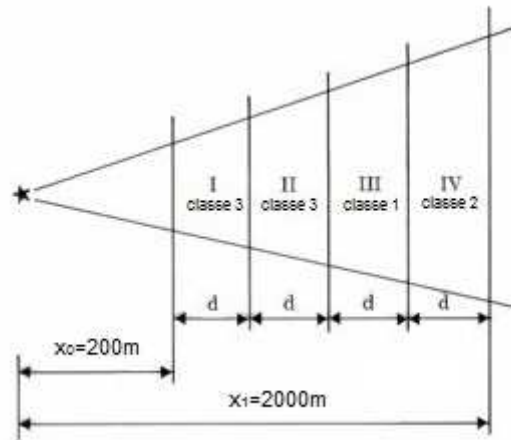
Classificando as várias partes do segmento pode ver-se que na figura 4.4 tem-se um terreno de classe 1 na parcela mais próxima da torre (descampado), na parcela intermédia um terreno de classe 3 (zona urbana) e por último uma superfície de classe 2 (zona com alguma fauna).

Antes de estimar o valor de  $z_0^R$  é necessário verificar a distância mínima  $x_0$  na qual se começa a sentir os efeitos da rugosidade do terreno à altura do rotor da turbina eólica:

$$\frac{h_{IBL}}{z_0'} \left( \ln \frac{h_{IBL}}{z_0'} - 1 \right) = 0,9 \cdot \frac{x_0}{z_0'} \Leftrightarrow 30 \left( \ln \frac{30}{0,03} - 1 \right) = 0,9 \cdot x_0 \Leftrightarrow x_0 \cong 200m$$

Uma vez calculada esta distância estima-se então o valor de  $z_0^R$  desde este ponto até à linha costeira.

Para chegar ao valor de  $z_0^R$  divide-se o segmento na sua totalidade em quatro partes *I, II, III e IV* como mostra a figura 4.5.



**Figura 4.5** – Atribuição das classes de rugosidade às quatro parcelas do segmento considerado para estimativa de  $z_0^R$

Tendo em conta que a parcela de classe 3 na figura 4.4 referente à zona urbana tem um grande peso devido à sua proximidade da torre e extensão de terreno consideram-se duas partes para classe 3 ( $I = II = \text{classe 3}$ ), uma parte para classe 1 ( $III = \text{classe 1}$ ) e outra parte para classe 2 ( $IV = \text{classe 2}$ ).

Com este critério retira-se um valor de  $z_0^R = 0,16\text{m}$  que representa o comprimento de rugosidade equivalente no respetivo segmento.

Seguidamente é calculado o valor da rugosidade efectiva  $z_{0e}$  do respetivo setor:

$$w_1 = e^{\left(\frac{-x_1}{D}\right)} = e^{\left(\frac{-2000}{10000}\right)} \cong 0,819$$

$$\ln(0,16) + 0,819 \times \ln(0,0002/0,16) = -7,3$$

$$-7,3 = \ln z_{0e}$$

$$z_{0e} = 0,00068 \text{ m}$$

Aplicando a teoria da *Internal Boundary Layer (IBL)* para calcular os efeitos da mudança de rugosidade na linha costeira calcula-se a altura desta camada  $h$ , escolhendo como  $z_0'$  o maior valor dos comprimentos de rugosidade na fronteira da linha costeira com o segmento de terreno até à turbina eólica, que tem o valor de  $z_0' = 0,16 \text{ m}$  e uma distância  $x$  de 2000m:

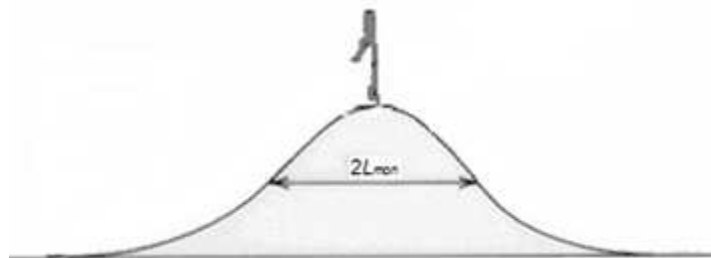
$$\frac{h_{IBL}}{z_0'} \left( \ln \frac{h_{IBL}}{z_0'} - 1 \right) = 0,9 \cdot \frac{x}{z_0'} \Leftrightarrow \frac{h_{IBL}}{0,16} \left( \ln \frac{h_{IBL}}{0,16} - 1 \right) = 0,9 \cdot \frac{2000}{0,16} \Leftrightarrow h_{IBL} \sim 280 \text{ m}$$

Como esta altura é maior que a altura do eixo da turbina ( $H = 30 \text{ m}$ ) terá que se calcular o fator de correção para ter em conta os efeitos da mudança de rugosidade da linha costeira até ao local onde irá ser instalada a torre eólica:

$$f_{ator_{rug}} = \frac{\ln(H/z_{02}) \ln(h_{IBL}/z_{01})}{\ln(H/z_{01}) \ln(h_{IBL}/z_{02})} = \frac{\ln(30/0,16) \ln(280/0,0002)}{\ln(30/0,0002) \ln(280/0,16)} = 0,83$$

#### 4.1.4 Cálculo do fator de correção do modelo orográfico

O cálculo do fator de correção do modelo orográfico estudado no **capítulo 3** tem a limitação de ser unicamente para um local situado no cume de uma montanha com características semelhantes às da figura 4.6 e com uma inclinação inferior a 30%.



**Figura 4.6** – Torre eólica situada no cume de uma montanha com características idealizadas

Como tal irá ser aplicado este método no presente exercício.

Com um valor de comprimento de rugosidade do terreno na área de implementação da torre eólica de  $z_0 = 0,03 \text{ m}$  e uma característica de comprimento da montanha  $L_{mon} = 230 \text{ m}$  calcula-se a altura em que o acréscimo de velocidade é máximo:

$$l \cong 0,3 \cdot z_0 \left( \frac{L_{mon}}{z_0} \right)^{0,67} = 0,3 \cdot 0,03 \left( \frac{230}{0,03} \right)^{0,67} = 3,6 \text{ m}$$

Como a altura da turbina eólica tem o valor de  $H = 30 \text{ m}$  e  $l < H \leq 2L_{mon}$ , a variação da velocidade do vento devido à orografia é calculada da seguinte maneira:

$$\Delta u_{oro} = 2 \frac{H}{L_{mon}} \cdot \frac{\ln(H/2L_{mon})}{\ln(l/2L_{mon})} = 2 \frac{30}{230} \cdot \frac{\ln(30/460)}{\ln(3,6/460)} = 0,147$$

O fator de correção orográfico tem então o valor de  $fator_{oro} = (1 + 0,147) = 1,147$

#### **4.1.5 Aplicação dos fatores de correção no parâmetro de Weibull $A$ e estimativa da potência média no local**

Feitas as interpolações necessárias (estas interpolações não são abordadas neste trabalho como já foi referido) em relação aos valores de  $z_{0e}$  e da altura da turbina eólica para a chamada de parâmetros de Weibull  $A$  e  $K$  a partir de uma tabela de clima regional de vento (*Wind Atlas*), os valores retirados desta tabela com respeito ao setor estudado neste exercício são de :  $A = 8 \text{ m/s}$ ,  $K = 1,66$  e  $f = 10,7\%$  (frequência de vento do referido setor em relação aos doze setores).

A aplicação dos fatores de correção ao parâmetro  $A$ , de modo a contabilizar os efeitos da topografia do terreno circundante à turbina eólica a implementar resulta num novo valor do parâmetro  $A$  de:

$$A = fator_{obs} \times fator_{rug} \times fator_{oro} \times 8 = 0,96 \times 0,83 \times 1,147 \times 8 = 7,31 \text{ m/s}$$

É necessário agora calcular os parâmetros  $A$  e  $K$  totais para o local, contabilizando não só o setor aqui estudado mas todos os restantes setores. Para isso calcula-se o valor médio  $M$  e o valor médio quadrático  $u^2$  da velocidade de vento para todos os setores, a partir dos valores de  $A$  e  $K$  de cada setor.

No setor em análise para calcular o valor médio  $M$  retirou-se o valor de  $F_M(K) = 0,894$  do anexo A em função do valor de  $K = 1,66$ . Este valor multiplicado pelo valor de  $A$  obtido da correção dos modelos topográficos resulta em  $M = 6,5$ .

Para calcular o valor médio quadrático retira-se o valor de  $F_u(K) = 1,105$  do mesmo anexo, em função do valor de  $K = 1,66$ , e multiplica-se por  $7,31^2$  resultando em  $u^2 = 59,1$ .

Estes valores encontram-se na tabela 4.1, em que o setor em análise neste exercício corresponde ao setor 2.

Setor	$A$	$K$	$f$	$M$	$u^2$
1	8,70	2,58	5,6	7,7	70,0
2	7,31	1,66	10,7	6,5	59,1
3	9,30	2,25	7,7	8,2	82,9
4	7,30	2,40	9,0	6,5	50,1
5	6,60	2,38	6,8	5,9	41,1
6	6,70	2,22	5,6	5,9	43,2
7	8,10	2,14	8,7	7,2	63,9
8	8,90	2,27	12,3	7,9	75,7
9	8,70	2,31	14,4	7,7	71,9
10	10,40	2,22	7,4	9,2	104,1
11	9,60	2,14	7,7	8,5	89,8
12	9,50	2,49	6,1	8,4	84,1

**Tabela 4.1** – Valores de  $A$ ,  $K$ ,  $f$ ,  $M$  e  $u^2$  para todos os setores do local em análise

Os valores representados nos outros setores não foram calculados neste exercício, sendo que estes valores iram ser úteis para a continuação dos cálculos até se obter um valor de  $A$  e  $K$  únicos para o local.

Calcula-se então o valor médio total da velocidade de vento e o valor médio quadrático  $u^2$  totais:

$$M = \frac{\sum M_i f_i}{\sum f_i} = \frac{7,63}{1,02} = 7,5$$

$$u^2 = \frac{\sum u^2_i f_i}{\sum f_i} = \frac{72,8}{1,02} = 71,4$$

Com estes resultados já se podem calcular os valores de  $A$  e  $K$  totais do local.

$$\text{Calcula-se então } \frac{M^2}{u^2} = \frac{7,5^2}{71,4} = 0,788$$

Em função deste valor, retira-se o valor de  $K = 2,02$  da tabela de  $F_K$  do anexo A. Seguidamente tira-se o valor de  $F_A(K) = 1,129$  do mesmo anexo em função de  $K$  e por sua vez multiplicado pelo valor de médio de velocidade de vento total resulta em um  $A$  total de 8,5 m/s.

Calculados os valores dos parâmetros de *Weibull*  $A$  e  $K$  totais do local é possível estimar uma potência média aproximada.

O cálculo da potência média no local, que se irá realizar, é uma estimativa rápida com base na densidade de potência.

Retira-se então o valor de  $F_E(K) = 7,065$  em função de  $K$  total, do anexo A, do qual vai resultar uma densidade de potência de:

$$E = \frac{A^3 F_E(2,02)}{8760} \times 1000 = \frac{8,5^3 \times 7,065}{8760} \times 1000 = 495 \text{ W/m}^2.$$

A potência média resultante da instalação da turbina eólica com uma área varrida pelas pás de  $A_R = \pi \cdot 10^2 = 314,2 \text{ m}^2$  e tendo em conta o limite de *Betz* de 59% é de:

$$P = E \times A_R = 495 \times 314,2 \times 0,59 \cong \mathbf{92kW}$$

## 4.2 Estimativa da potência média de um parque eólico utilizando o *WAsP*

Com base em registos de vento de aproximadamente dois anos extraídos de uma estação de medição com uma altura acima do solo de 10m, localizada perto da cidade de Osório, no estado do Rio Grande do Sul no Brasil, pretende-se fazer uma estimativa precisa da potência média produzida por um parque eólico situado a aproximadamente 5 km da estação de medição, utilizando a ferramenta computacional *WAsP*.

### 4.2.1 Localização da estação de medição e da área do parque eólico

A área de terreno disponível para o parque encontra-se representada na figura 4.7 com um retângulo a vermelho, compreendendo uma área total de 4000 hectares, encontrando-se sensivelmente perto da costa litoral a 30km a sul da cidade de Osório, na zona sudeste do estado do Rio Grande do Sul.

A localização da estação de medição que foi utilizada para recolher os dados de velocidade e direção de vento encontra-se também representada na mesma figura.

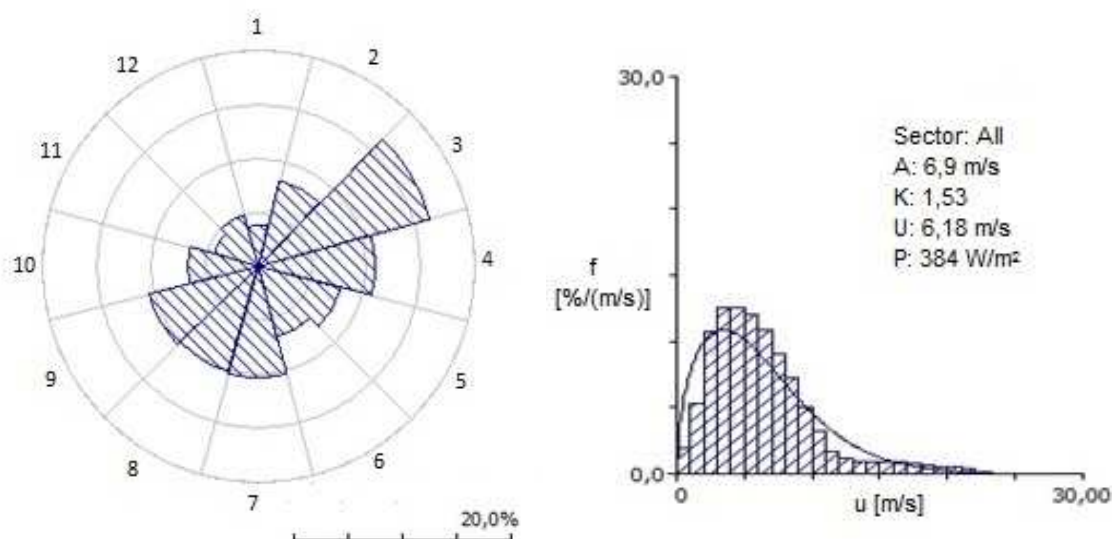


**Figura 4.7** – Localização da área do parque a instalar e da estação de medição

#### 4.2.2 Distribuição de *Weibull* do vento registado na estação de medição

De modo a calcular as distribuições de vento à altura da estação de medição (10m) em termos de frequência de ocorrência em todos os setores circundantes, utilizou-se a ferramenta adicional, *WAsP Climate Analyst*, que permite calcular uma distribuição de *Weibull* e representar uma rosa de ventos a partir de uma série temporal de dados de velocidade e direção de vento. Esta distribuição de *Weibull* resultante é introduzida como entrada no modelo de análise do *WAsP*.

A rosa de ventos e a distribuição de *Weibull* resultantes, à altura da estação de medição encontram-se na figura 4.8.



**Figura 4.8** – Rosa de ventos e distribuição de Weibull do local da estação de medição

Ao analisar a rosa de ventos verifica-se que a direção predominante de vento no local encontra-se no setor 3 (45°-75°), com aproximadamente uma frequência de 16%. Na distribuição de *Weibull* encontram-se registados os parâmetros de *A* e *K* do local, bem como a velocidade média de vento *U* e a densidade de potência média.

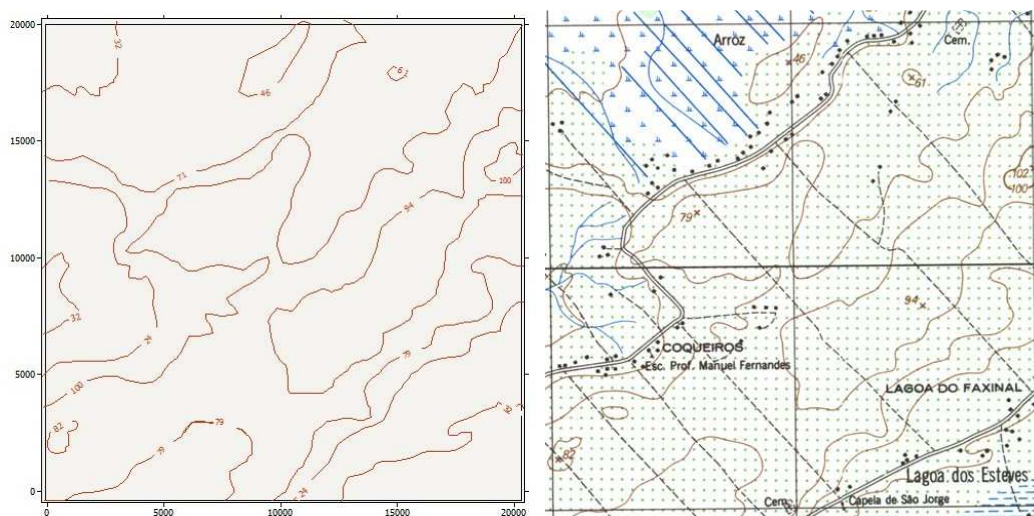
### 4.2.3 Características topográficas do terreno

Representou-se a topografia do terreno circundante em uma área de 20km por 20km, de modo a que no local da estação de medição e na área do parque se conseguisse avaliar as características topográficas do terreno circundante num raio de pelo menos 5km, distância esta considerada como mínima para uma estimativa razoável das condições de vento.

#### 4.2.3.1 Orografia do terreno

O modelo orográfico do *WAsP* utiliza um mapa com linhas de nível para calcular os efeitos no vento devido às mudanças de altura do terreno.

Para este caso, devido à falta de informação de cartas topográficas na região em causa, optou-se por aplicar um mapa de linhas de nível com base numa carta topográfica da região de Araranguá no Estado de Santa Catarina, o estado fronteira a norte de Rio Grande do Sul, uma vez que é uma zona costeira com uma elevação do terreno muito semelhante à zona em estudo. Esta carta topográfica encontra-se no Anexo B. No entanto, uma vez que a área total em estudo não apresenta alterações muito significativas na altura do terreno, para simplificação da representação das linhas de nível aplicou-se como mapa topográfico de entrada uma parcela da carta topográfica de Araranguá representada dentro de um rectângulo no anexo em causa e vista em pormenor na figura 4.9.



**Figura 4.9** – Representação das linhas de nível do terreno no *WAsP* e parcela da carta topográfica de Araranguá

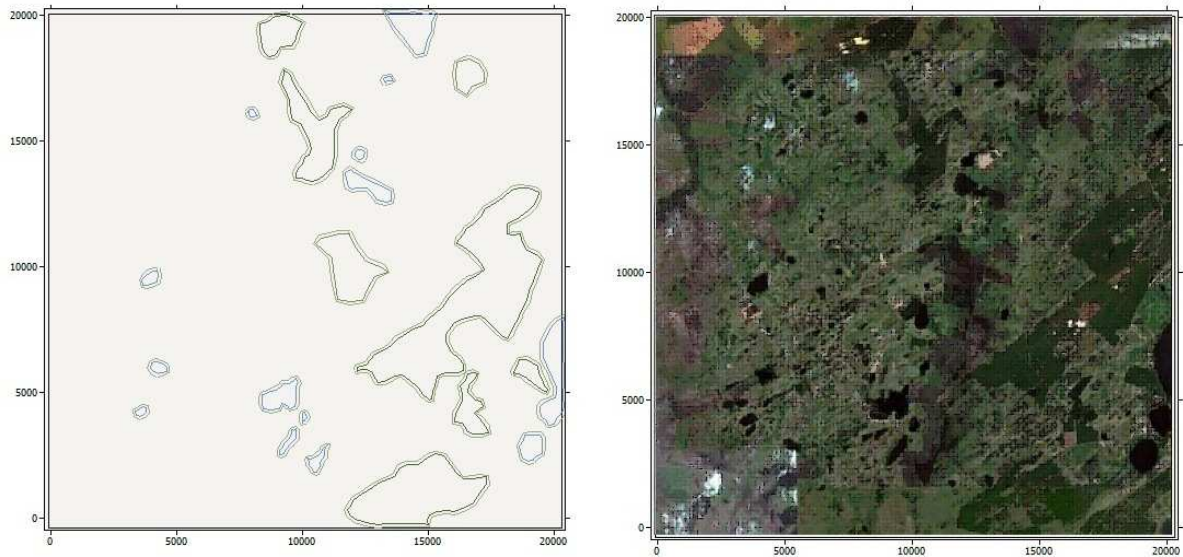
Com a ajuda do *WAsP Map Editor* desenharam-se as linhas de nível a aplicar no mapa topográfico de entrada no programa, representado no lado esquerdo da mesma figura, a partir da parcela da carta topográfica de Araranguá.

#### 4.2.3.2 Rugosidade do terreno

Na entrada dos dados de rugosidade o programa apresenta duas soluções. Pode atribuir-se uma representação das várias rugosidades circundantes ao local através de doze setores classificando para cada setor as várias mudanças da superfície com um comprimento de rugosidade  $z_0$  e como outra alternativa mais perspicaz pode incluir-se a classificação das várias rugosidades no mapa que vai servir também para representar as linhas de nível do terreno, sendo que este último processo foi adotado. No entanto o modelo de mudanças de rugosidade do *WAsP* trabalha sempre com uma representação dos segmentos circundantes do local divididos em doze setores de  $30^\circ$ , e portanto, quando se atribui como entrada um mapa caracterizando as rugosidades, o programa transforma automaticamente esta representação nos tais doze setores para o local em questão.

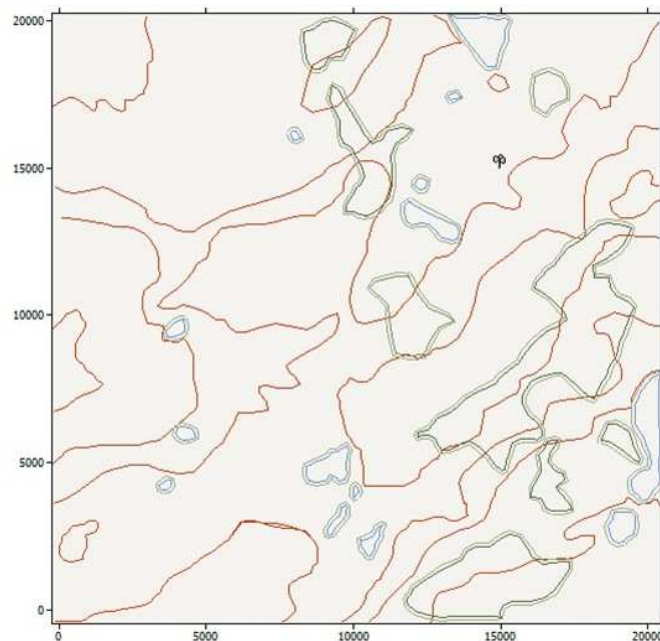
A classificação das várias superfícies foi elaborada de acordo com as classes de rugosidade enunciadas no *European Wind Atlas* e descritas no **capítulo 3**, tendo como única diferença a obrigatoriedade de atribuir no programa um valor de  $z_0 = 0.000m$  a zonas de água em vez dos  $z_0 = 0,0002m$ . Isto deve-se ao facto de o programa necessitar de diferenciar zonas de água com zonas de terreno muito plano com pouquíssima vegetação ou quase nenhuma.

Na figura 4.10 encontra-se o mapa extraído do *Google Earth* da região em causa que serviu como base para a classificação da superfície e também o mapa de linhas de rugosidade a ser utilizado no programa, elaborado através da ferramenta auxiliar *WasP Map Editor*, sendo que as linhas a azul representam zonas limitadas por superfícies de água com valor de  $z_0 = 0,000m$  e as linhas a verde representam zonas limitadas pelas restantes superfícies abrangendo as outras classes de rugosidade.



**Figura 4.10** – Representação das mudanças de rugosidade da superfície no *WAsP* e Mapa extraído do *Google Earth* para auxílio da classificação da superfície

Portanto, o mapa topográfico final de entrada no *WAsP* encontra-se representado na figura 4.11, contendo as linhas de nível do terreno, a caracterização das várias mudanças de rugosidade e a localização da estação de medição representada com o símbolo  $\phi$ .

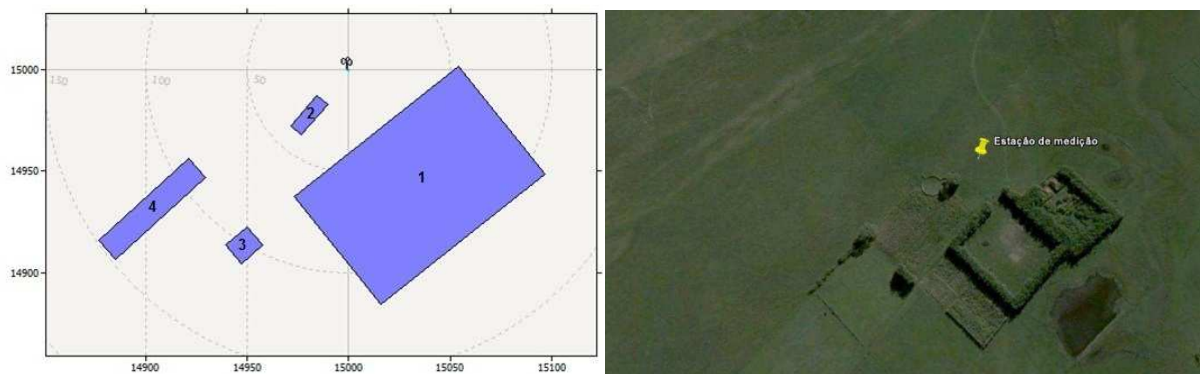


**Figura 4.11** – Mapa de entrada no *WAsP* caracterizando a altura do terreno (linhas vermelhas) e as mudanças de rugosidade (linhas a verde e azul)

### 4.2.3.3 Obstáculos em redor da estação de medição

Consideraram-se obstáculos só a rodear a estação de medição não havendo obstáculos a rodear a área do parque eólico. A atribuição no programa da posição dos obstáculos em relação a um local fez-se introduzindo o ângulo entre a direção norte e o primeiro ponto de interseção do obstáculo ( $A1$  [°]), a respetiva distância ( $R1$  [m]), o ângulo entre a direção norte e o ultimo ponto do obstáculo ( $A2$  [°]), a respetiva distância ( $R2$  [m]), a profundidade do obstáculo em [m], a altura do obstáculo [m] e a respetiva porosidade.

Na figura 4.12 encontra-se o posicionamento dos obstáculos em redor da estação de medição através de uma imagem extraída do *Google Earth* na zona em questão, em que os quatro obstáculos indicados são todos constituídos por conjuntos de árvores, e que foi utilizado como base para a representação dos obstáculos no programa, também evidenciados na mesma figura.



**Figura 4.12** – Localização dos obstáculos em relação à estação de medição como entrada no *WASP* e imagem extraída do *Google Earth* para verificação do posicionamento dos obstáculos

Na tabela 4.2 encontram-se os valores atribuídos para definir a localização dos obstáculos em relação à estação de medição.

Obstáculo	A1 [°]	R1 [m]	A2 [°]	R2 [m]	Profundidade [m]	Altura [m]	Porosidade
1	88	54	203	68	4	68	0,5
2	211,0	20	231	20	4	20	0,5
3	206	96	213	92	4	14	0,5
4	230,9212	148	233	88	4	13	0,5

**Tabela 4.2** – Atribuição da posição dos obstáculos em relação à estação de medição realizada no *WAsP*

#### 4.2.4 Clima regional de vento (*Wind Atlas*)

As estatísticas regionais de vento traduzindo os parâmetros de *Weibull* para todos os setores nas alturas e rugosidades standard significam a saída do modelo de análise do *WAsP* e encontram-se resumidas na tabela 4.3, podendo verificar-se em mais pormenor para todos os setores no anexo C.

Altura	Parâmetro	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m
10,0 m	Weibull A [m/s]	9,6	6,8	5,9	4,7
	Weibull K	1,58	1,47	1,48	1,50
	Velocidade média [m/s]	8,60	6,17	5,38	4,22
	Densidade de potência [W/m <sup>2</sup> ]	988	404	263	126
25,0 m	Weibull A [m/s]	10,4	8,0	7,2	6,1
	Weibull K	1,58	1,50	1,51	1,53
	Velocidade média [m/s]	9,32	7,21	6,50	5,47
	Densidade de potência [W/m <sup>2</sup> ]	1251	624	452	265
50,0 m	Weibull A [m/s]	11,0	9,0	8,3	7,2
	Weibull K	1,59	1,56	1,56	1,57
	Velocidade média [m/s]	9,84	8,08	7,42	6,45
	Densidade de potência [W/m <sup>2</sup> ]	1460	831	639	420
100,0 m	Weibull A [m/s]	11,5	10,1	9,4	8,4
	Weibull K	1,57	1,65	1,65	1,65
	Velocidade média [m/s]	10,34	9,07	8,44	7,53
	Densidade de potência [W/m <sup>2</sup> ]	1729	1089	873	623
200,0 m	Weibull A [m/s]	12,0	11,5	10,8	9,8
	Weibull K	1,51	1,64	1,66	1,68
	Velocidade média [m/s]	10,79	10,33	9,68	8,77
	Densidade de potência [W/m <sup>2</sup> ]	2082	1623	1313	962

**Tabela 4.3** – Resumo das estatísticas regionais de vento (*Wind Atlas*)

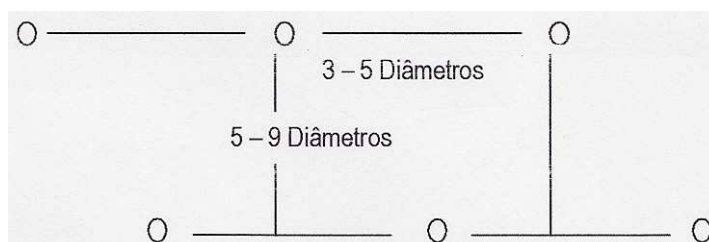
#### 4.2.5 Layout do parque eólico

Com uma área de 4000 hectares de terreno disponível para implementação do parque eólico, optou-se por implementar 159 torres eólicas do fabricante Enercon, de modelo E-126, representada na figura 4.13, sendo que as suas características técnicas encontram-se descritas no anexo D.



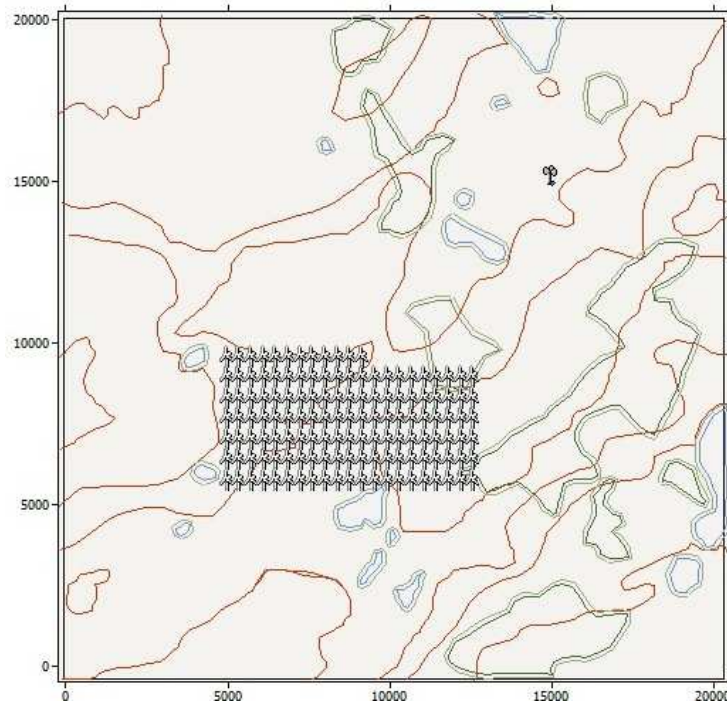
**Figura 4.13** – Torre eólica Enercon-126

De modo a cumprir as distâncias recomendadas e usadas como padrão com vista a reduzir as perdas de efeito de esteira entre torres (figura 4.14), usaram-se como distâncias verticais de distanciamento entre torres, 5 diâmetros do rotor da turbina, e como distâncias horizontais entre torres, 3 diâmetros do rotor. O cumprimento destes distanciamentos determinou o número total de 159 torres em toda a área disponível já mencionada.



**Figura 4.14** – Distâncias recomendadas para redução das perdas de efeito de esteira entre torres eólicas

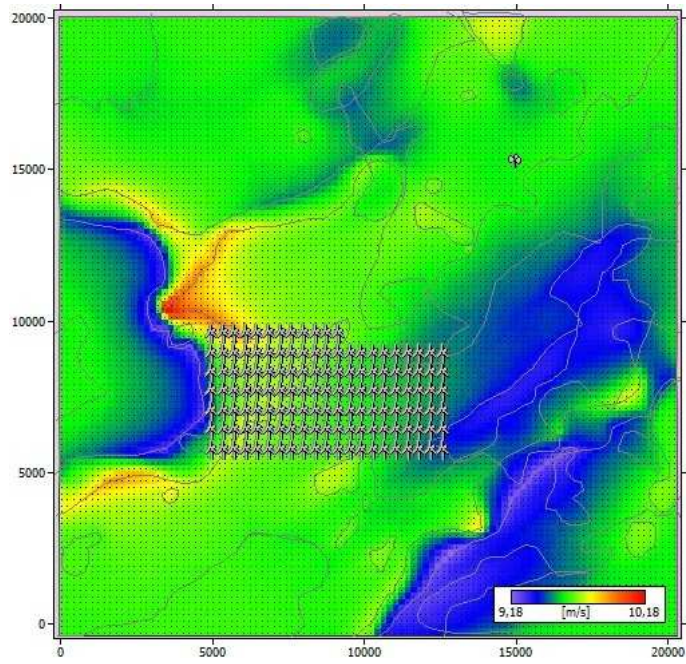
O layout final do parque eólico está assim representado no mapa topográfico utilizado para os cálculos no *WAsP* na figura 4.15.



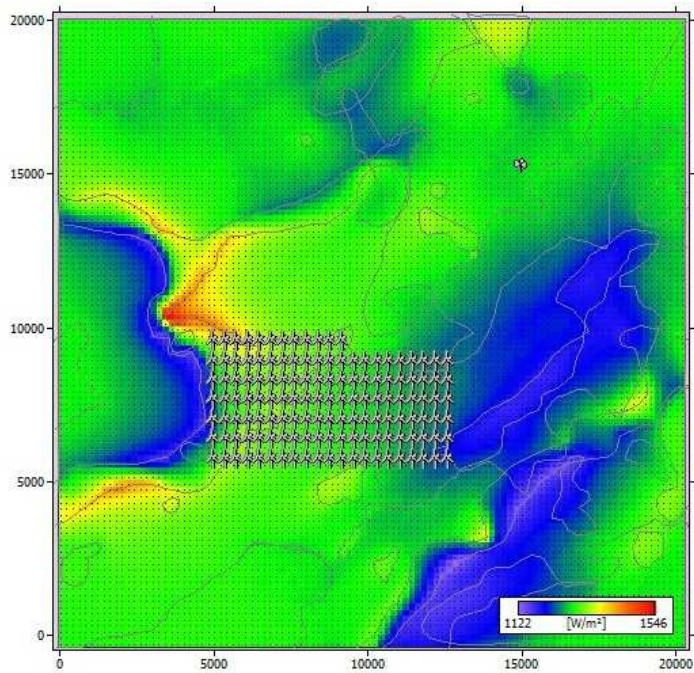
**Figura 4.15** – Layout do parque eólico no mapa topográfico utilizado no *WAsP*

#### **4.2.6 Potência média estimada do parque eólico**

Aplicando finalmente o modelo de aplicação de modo a calcular o recurso de vento à altura da turbina eólica (135m) foi possível estimar uma distribuição em toda a região da velocidade média de vento e da densidade de potência média, representadas nas figuras 4.16 e 4.17, respectivamente.



**Figura 4.16** – Distribuição da velocidade média de vento na totalidade da região



**Figura 4.17** – Distribuição da densidade de potência média na totalidade da região

Os resultados da produção de energia anual do parque podem ser vistos na tabela 4.4, no qual resulta uma potência média útil de **427,5 MW**.

Parâmetro	Total
Energia útil AEP [GWh]	3745,176
Energia bruta AEP [GWh]	4450,684
Perdas por efeito de esteira [%]	15,85
Fator de capacidade	0,355
Equivalente horas/ano à potência nominal [horas]	3109

**Tabela 4.4** – Principais parâmetros do parque eólico

# *Capítulo 5*

## *Solução técnica para integração do parque eólico*

*Neste capítulo são estudadas várias alternativas de ligação do parque eólico modelizado no capítulo anterior a uma rede elétrica, que representa uma parcela do sistema de transporte de energia elétrica da zona Sul do Brasil, de modo a escolher a melhor solução de ligação do parque eólico à rede.*

*A melhor solução envolve a identificação do melhor ponto de ligação à rede e eventuais reforços de rede decorrentes da respetiva ligação.*

*Para a escolha da melhor solução é feita uma análise económica em termos de benefício/custo.*

## 5.1 Modelização da rede elétrica

A rede elétrica em estudo neste capítulo encontra-se representada no anexo E e foi modelizada através do programa *PSS/E* de maneira a que num determinado regime de carga e geração apresentasse uma solução em regime estacionário, de modo a estudar o seu comportamento às várias alternativas de ligação do parque eólico que se irá estudar.

O modelo da rede elétrica apresentado é uma simplificação da rede elétrica de transporte da região Sul do Brasil datada de 1980 e estudada em [9], e que entretanto foi atualizada para o atual sistema de operação da referida região, representado no mesmo anexo.

Na figura 5.1 pode ver-se em detalhe a rede geograficamente referenciada na zona em que irá ser integrado o novo parque eólico, referente à zona sudeste do modelo da rede indicado no anexo E.

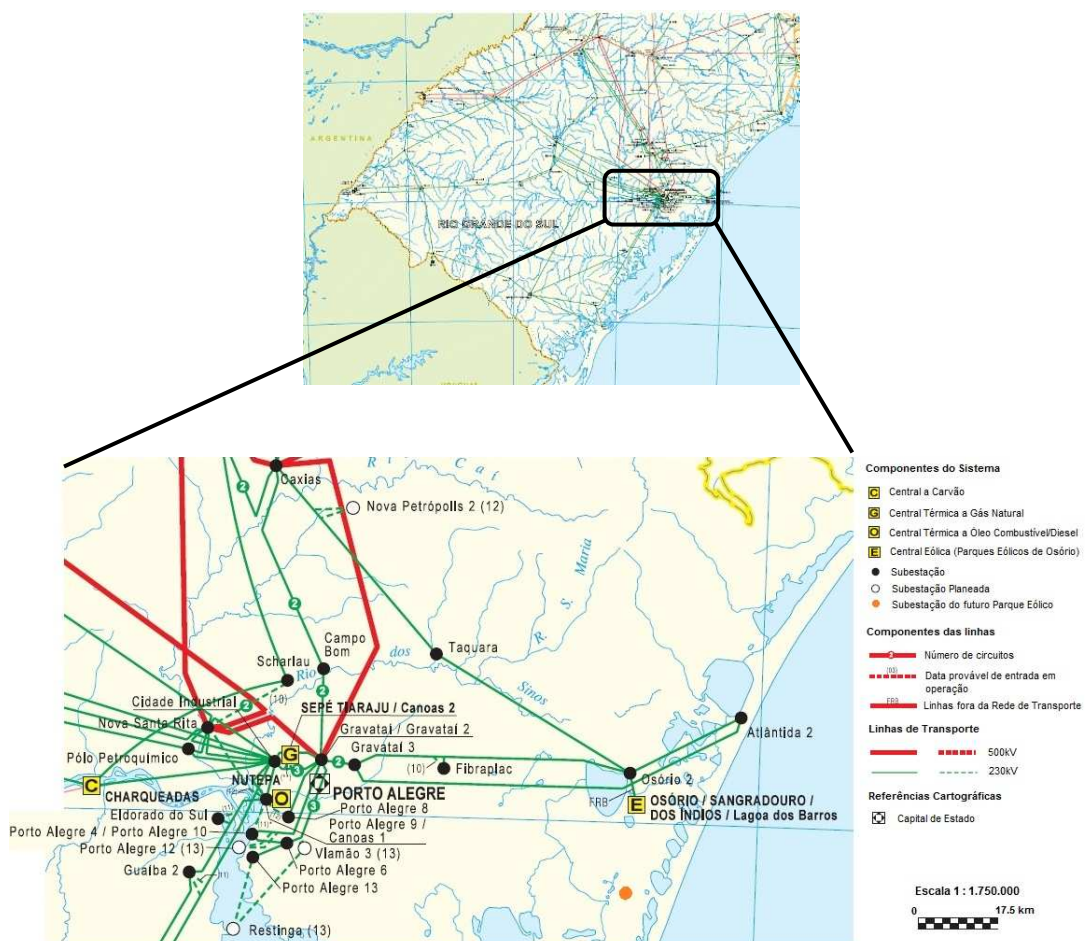


Figura 5.1 – Zona da rede elétrica geograficamente referenciada, próxima ao novo parque eólico

### 5.1.1 Elementos da rede elétrica

Algumas das características dos vários elementos da rede foram extraídos do endereço eletrônico da ONS [2].

A rede elétrica foi modelizada tendo em consideração os modelos dos elementos nela constantes (barramentos, linhas, transformadores, carga, geração):

- **Barramentos** – Existem três tipos de barramentos conforme a tabela 5.1, diferenciando-se entre si pelas variáveis conhecidas, especificadas e calculadas.

Tipo de barramento	Variáveis conhecidas		Variáveis especificadas		Variáveis calculadas	
	$P_C$	$Q_C$	$V$	$\theta$	$P_G$	$Q_G$
Referência/balanço	$P_C$	$Q_C$	$V$	$\theta$	$P_G$	$Q_G$
PQ (carga ou geração)	$P_C$	$Q_C$	$P_G$	$Q_G$	$V$	$\theta$
PV (geração)	$P_C$	$Q_C$	$P_G$	$V$	$Q_G$	$\theta$

**Tabela 5.1** – Tipos de barramento

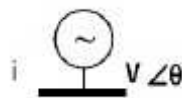
Os respetivos tipos de barramentos da rede modelizada referidos no anexo F foram atribuídos como consta da tabela 5.2.

Barramento		Tipo de barramento
Nº	Nome	
19	AREIA	Referência
7	CHAVANTES	PV
8	FIGUEIRA	PV
14	S. OSÓRIO	PV
16	S. SANTIAGO	PV
17	SEGREDO	PV
27	P. FUNDO	PV
34	J. LACERDA	PV
37	P. REAL	PV
39	ITAÚBA	PV
48	CHARQUEADAS	PV
50	P. MEDICI	PV
53	PORTO ALE-9	PV
63	MONTE CLARO	PV
68	CANOAS 2	PV
94	ITÁ	PV
95	MACHADINHO	PV
97	GRALHA AZUL	PV
101	PARQ OSÓRIO	PV
Restantes barramentos		PQ

**Tabela 5.2** – Tipos de barramento do modelo da rede elétrica

- **Barramento de referência/balço** – Barramento ligado normalmente a um gerador (figura 5.2) com o objetivo de poder fechar o balanço energético do sistema, respeitando assim a seguinte equação de equilíbrio (princípio da conservação de energia):

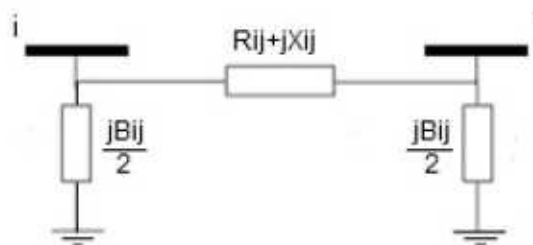
$$\sum_{k=1}^{NG} P_{G_k} = \sum_{i=1}^{NC} P_{C_i} + P_{perdas} \quad (26)$$



**Figura 5.2** – Barramento de referência/balço

No modelo da rede elétrica em estudo este tipo de barramento foi atribuído ao barramento AREIA, no qual é especificada uma tensão  $V = 0$  imposta pela central de produção associada, e também um ângulo  $\theta = 0$ .

- **Linhas** – é representada pelo esquema equivalente em  $\pi$ , caracterizado por uma impedância longitudinal  $R_{ij} + jX_{ij}$  e uma admitância transversal  $\frac{jB_{ij}}{2}$  em cada extremo da linha conforme representado na figura 5.3.

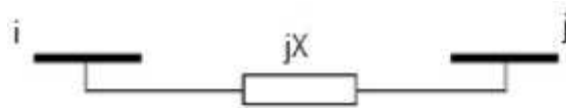


**Figura 5.3** – Modelo da linha

Para as linhas que não sofreram alteração desde 1980 os valores de  $R$  e  $X$  mantiveram-se de acordo com [9], enquanto que as linhas modificadas ou adicionadas de acordo com a atualização da rede têm valores de  $R$ ,  $X$  e  $B$  calculados a partir de parâmetros característicos, para linhas de 230kV e 500kV.

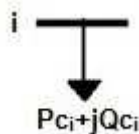
- **Transformadores** – É definido pela reatância  $X$  que representa a impedância do transformador, conforme figura 5.4.

A reatância é dada em  $U_{CC}[\%]$  (tensão de curto-circuito) que é expressa na base da sua potência aparente nominal  $S_n$ .



**Figura 5.4** – Modelo do transformador

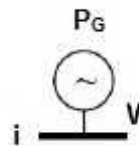
- **Carga** – A carga foi modelizada como sendo de potência constante (elasticidade nula), e portanto, consideraram-se os barramento PQ tipicamente para a carga, sendo conhecida a sua potência de consumo  $P_c + jQ_c$  ligada ao barramento como mostra a figura 5.5.



**Figura 5.5** – Barramento PQ

A carga modelizada em cada barramento teve em consideração os seguintes pressupostos:

- Os transformadores das subestações a alimentar cargas estavam a 50% da sua capacidade.
  - Cada carga corresponde a metade da potência aparente total da capacidade de transformação do correspondente barramento de carga.
  - Atribuiu-se um valor de  $tg\phi=0,3$  para a carga.
- 
- **Geração** – Definiu-se o tipo de barramento P(V) em que é especificada a potência ativa gerada  $P_G$  e a tensão  $V$  imposta pelo gerador no barramento, conforme figura 5.6.



**Figura 5.6** – Barramento típico P(V)

Consideraram-se valores de potência nominal, potência reativa máxima e mínima de cada gerador a partir da  $tg\phi$  que foi enunciada para a carga.

### 5.1.2 Solução do trânsito de energia

A solução a encontrar no trânsito de energia de um sistema com  $n$  barramentos semelhante ao da rede a estudar neste capítulo e representada genericamente na figura 5.7 é definida por uma análise nodal, em que as tensões complexas nos vários barramentos e as correntes neles injetadas são as variáveis, que estão por sua vez relacionadas com uma matriz de admitâncias nodais de acordo com a expressão (27).

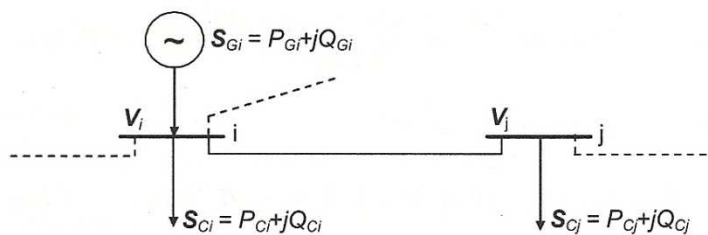


Figura 5.7 – Esquema unifilar de um sistema com n barramentos

$$\begin{bmatrix} \bar{S}^* \\ \bar{V}^* \end{bmatrix} = [\bar{Y}][\bar{V}] \quad (27)$$

Em que

$\begin{bmatrix} \bar{S}^* \\ \bar{V}^* \end{bmatrix}$  é a matriz das correntes injetadas

$[\bar{Y}]$  é a matriz das admitâncias nodais

$[\bar{V}]$  é a matriz das tensões nos barramentos

A matriz das admitâncias nodais possui a dimensão  $n \times n$  :

$$[Y] = \begin{bmatrix} y_{11} & \dots & y_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ y_{n1} & \dots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad (28)$$

O elemento diagonal  $y_{ii}$  calcula-se pela soma das admitâncias de todos os ramos ligados ao nó  $i$ , enquanto que o elemento não diagonal  $y_{ij}$  ( $i \neq j$ ) é dado pelo simétrico da admitância do ramo que liga os nós  $i$  e  $j$ .

A potência injetada em cada nó  $i$  é definida pela equação (29).

$$\bar{S}_i = \bar{S}_{Gi} - \bar{S}_{Ci} \quad (29)$$

Em que

$\bar{S}_{Gi}$  é a potência gerada no nó  $i$

$\bar{S}_{Ci}$  é a potência consumida no nó  $i$

Por sua vez a potência injetada em cada nó  $i$  é função da topologia e das tensões nos nós vizinhos a que se encontra ligado e pode ser calculado por :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^m y_{ij} V_j, i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m \quad (30)$$

Dada a não-linearidade das equações do trânsito de energia a solução tem que ser numérica, usando um método iterativo. Os métodos mais conhecidos são:

- Método de *Gauss-Seidel*
- Método de *Newton-Raphson*
- Método do Desacoplamento

No presente trabalho foi utilizado o método de Gauss-Seidel.

### 5.1.2.1 Método de *Gauss - Seidel*

Das equações de (30) pode-se obter (31) :

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \bar{y}_{ii} \bar{V}_i + \bar{V}_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \bar{y}_{ij} \bar{V}_j, i = 2, \dots, n \quad (31)$$

Posteriormente obtém-se o valor de amplitude complexa da tensão no nó  $i$  ( $\bar{V}_i$ ) como indicado por (32):

$$\bar{V}_i = \frac{1}{\bar{y}_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \bar{y}_{ij} \bar{V}_j \right), i = 2, \dots, n \quad (32)$$

Note-se que estas  $n-1$  equações são complexas, pois cada tensão tem parte real e imaginária, pelo que se tem  $2(n-1)$  incógnitas reais.

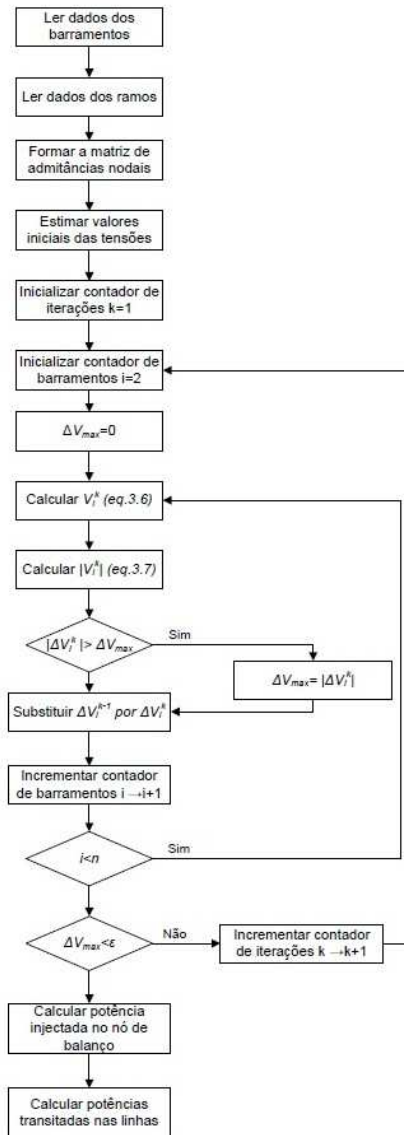
A tensão no nó  $i$  para a iteração  $k$  é calculada através de (33) :

$$\bar{V}_i^k = \frac{1}{\bar{y}_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{(\bar{V}_i^{k-1})^*} - \sum_{j=1}^{i-1} \bar{y}_{ij} \bar{V}_j^k - \sum_{j=i+1}^n \bar{y}_{ij} \bar{V}_j^{k-1} \right) \quad (33)$$

De modo a iniciar o processo iterativo arbitra-se um valor inicial para as tensões desconhecidas. Dado que, num sistema de energia elétrica, o perfil de tensões nos diversos barramentos é razoavelmente uniforme, é usual tomar como valor inicial o valor da tensão no barramento de referência e portanto usou-se o valor de 1.0 pu, conforme foi definido. O processo iterativo dar-se-á por terminado quando o módulo da diferença entre as tensões em todos os barramentos, calculadas em duas iterações sucessivas representado em (34), for inferior a um dado valor  $\varepsilon$  (tipicamente  $10^{-4}$  p.u.):

$$\Delta V_i^k = \left| \bar{V}_i^k - \bar{V}_i^{k-1} \right| < \varepsilon, i = 2, \dots, n \quad (34)$$

Na figura 5.8 está representado um fluxograma para o cálculo do trânsito de energia pelo método de *Gauss-Seidel*.



**Figura 5.8** – Fluxograma do cálculo do trânsito de energia pelo método de *Gauss-Seidel* [10]

Em relação ao fluxograma podem enunciar-se os seguintes pontos:

- Existem dois ciclos de cálculo, em que o ciclo interior (contagem de barramentos) é executado  $n-1$  vezes em cada ciclo exterior (contagem de iterações). Assim todas as tensões nos barramentos, à excepção da tensão no

barramento de referência, são calculadas em cada iteração. O número de iterações deverá ser limitado, para prevenir contra uma eventual divergência.

- Introduce-se a variável  $\Delta V_{max}$  que é inicializada em zero, cada vez que se começa a contagem dos barramentos. Quando esta é concluída,  $\Delta V_{max}$  torna-se igual ao maior valor calculado de  $\Delta V_i^k$ .
- No fim de cada contagem de barramentos, se  $\Delta V_{max}$  for superior à tolerância especificada, inicia-se um novo ciclo iterativo. Só quando a convergência for obtida para todos os barramentos, se poderá terminar o processo iterativo.
- Após a determinação dos valores das tensões, calculam-se a potência injetada no nó de balanço e as potências transitadas nas linhas.

### 5.1.3 Caracterização da rede elétrica

A rede elétrica para estudo neste trabalho é assim constituída por 143 linhas e 88 barramentos, os quais atuam principalmente sob dois níveis de tensão, 500kV e 230kV, sendo que em Parques Eólicos de Osório a tensão situa-se nos 34,5kV. Os barramentos encontram-se caracterizados no anexo F com o respetivo nível de tensão e a caracterização das linhas pode ser consultada no anexo G.

O nível de tensão de 34,5 kV é utilizado unicamente dentro do parque eólico existente, os Parques Eólicos de Osório, antes de haver a transformação de energia por parte dos quatro transformadores do parque para o nível de tensão de 230kV, tensão esta que é utilizada para efetuar a ligação à rede local.

No que concerne à carga, esta foi modelizada por 62 barramentos de carga podendo ser consultada em detalhe no anexo H.

As características dos transformadores de 500/230kV e 230/34,5kV encontram-se no anexo I, juntamente com a descrição das baterias de condensadores instaladas e as reactâncias indutivas nos respetivos barramentos.

A geração de energia é modelizada através de 6 centrais térmicas, 12 centrais hídricas e uma central eólica, como indicado na tabela 5.3.

Geração	Nome	Potência instalada [MW]
TÉRMICAS	FIGUEIRA	20
	J. LACERDA	757
	CHARQUEADAS	92
	P.MEDICI	796
	CANOAS 2	160
	GRALHA AZUL	480
HÍDRICAS	CHAVANTES	414
	S. OSÓRIO	1078
	S. SANTIAGO	1420
	SEGREDO	1260
	AREIA	1676
	P. FUNDO	226
	P. REAL	158
	ITAÚBA	500
	PORTO ALEGRE-9	24
	MONTE CLARO	359
	ITÁ	1450
	MACHADINHO	1140
	EÓLICA	PARQUES OSÓRIO

**Tabela 5.3** – Geração na rede em estudo

Algumas características dos geradores, bem como os valores de geração, encontram-se no anexo J.

As máquinas síncronas estão indicadas no mesmo anexo indicando-se a gama de valores de potência reativa que podem funcionar.

#### 5.1.4 Cenários Base antes da injeção de potência do novo parque eólico

Para a modelização da rede antes da integração do novo parque eólico foram considerados três cenários de geração eólica nos Parques Eólicos de Osório, descritos na tabela 5.4. Uma vez que a potência média aproximada deste parque eólico era desconhecida inicialmente, assumiu-se o mesmo fator de capacidade do novo parque eólico a integrar na rede devido à proximidade entre eles, resultando assim uma potência média em Parques Osório de 53,25 MW.

Cenários de geração eólica	Potência Gerada [MW]
80% P.instalada	120
Potência Média	53,25
10% P.instalada	15

**Tabela 5.4** – Perfil de geração eólica em Parques de Osório

Para as outras centrais de produção referidas na tabela 5.3 ajustaram-se os valores de geração, de modo a ter, na análise em regime permanente 'n' em toda a rede e na análise em regime de contingência 'n-1' na zona próxima ao novo parque eólico indicada na figura 5.1, e para cada cenário de geração eólica referido na tabela 5.4, ausência de sobrecargas nas linhas e nos transformadores e de valores de tensões nos barramentos dentro dos limites referenciados nas tabelas 5.5 e 5.6, sendo estes limites baseados em valores indicados nos Padrões de Segurança de Planeamento da RNT [11] em vigor.

Tensão [kV]	Regime 'n'		Regime 'n-1'	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
500	0,95	1,04	0,93	1,05
230	0,95	1,05	0,93	1,10
34,5	0,97	1,03	0,95	1,05

**Tabela 5.5 – Limites de aceitabilidade de Tensão**

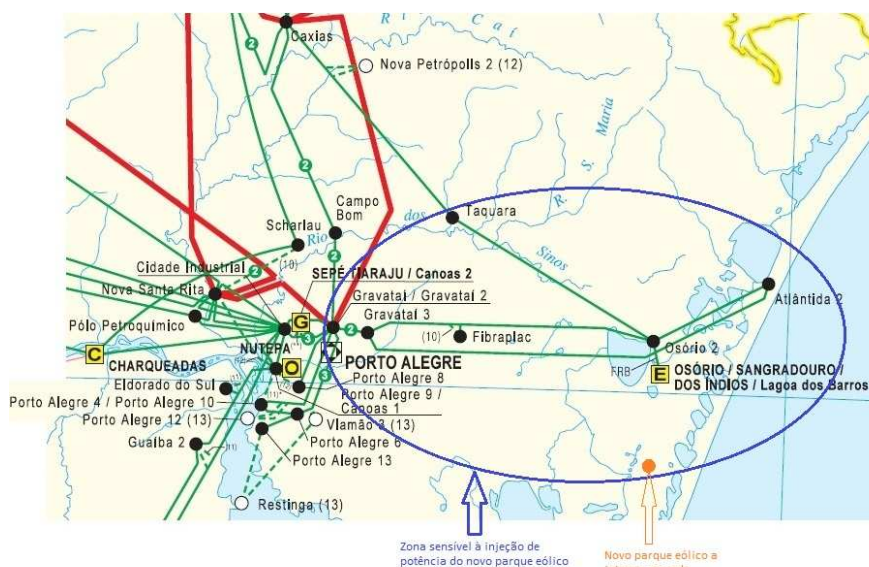
Período sazonal	Regime 'n'		Regime 'n-1'	
	Linhas	Transformadores	Linhas	Transformadores
Verão	100%	100%	120% (2h)*	105%
Inverno	100%	100%	120% (2h)*	120% (2h)*
* Duração máxima da sobrecarga				

**Tabela 5.6 – Limites de aceitabilidade Carga**

Note-se que o valor de limite de aceitabilidade de carga usado em regime de contingência 'n-1' para os transformadores de potência foi de 105%, uma vez que o perfil de carga utilizado na modelização da rede é aplicável a qualquer estação do ano. Este procedimento também foi acompanhado, do ajuste das baterias de condensadores e reatâncias indutivas em operação nos barramentos e que resultou nos valores obtidos no anexo I, e do ajuste da tensão aplicada pela central P. MEDICI ao respectivo barramento para 1.04 p.u. mantendo todas as outras centrais a 1 p.u.

### 5.1.4.1 Diagnóstico nos cenários base

No estudo e apresentação posteriores das alternativas de ligação do futuro parque eólico à rede elétrica verificou-se que os efeitos da nova injeção de potência na rede incidiam essencialmente na zona próxima deste parque (zona sudeste da rede modelizada), não tendo consequências significativas na restante rede e portanto optou-se por apresentar o resultado do diagnóstico aos cenários base, limitado à zona referenciada na figura 5.9.



**Figura 5.9** – Localização da zona sensível à injeção de potência do futuro parque eólico no mapa geograficamente referenciado da região Sul do Brasil

Nesta zona são monitorizadas em regime permanente as linhas e transformadores com maior e menor taxa de ocupação, tensão máxima e mínima nos barramentos, bem como as perdas totais por efeito de Joule na rede.

Em regime de contingência ‘n-1’ analisou-se a contingência de maior gravidade, apresentando a linha com maior taxa de ocupação e a tensão máxima e mínima nos respectivos barramentos.

Na análise em regime permanente foram considerados todos os elementos da rede disponíveis e para a análise em regime de contingência ‘n-1’ foi considerado a perda de um qualquer transformador ou linha.

### 5.1.4.1.1 Regime permanente

Seguidamente são apresentadas as simulações e o resumo dos resultados, em regime permanente, na zona monitorizada da rede, para cada cenário referido na tabela 5.4.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.10 encontram-se os resultados da simulação da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica a 80% em Parques Eólicos de Osório e a respetiva legenda que irá servir de referência para as sucessivas análises desta zona da rede ao longo deste capítulo.

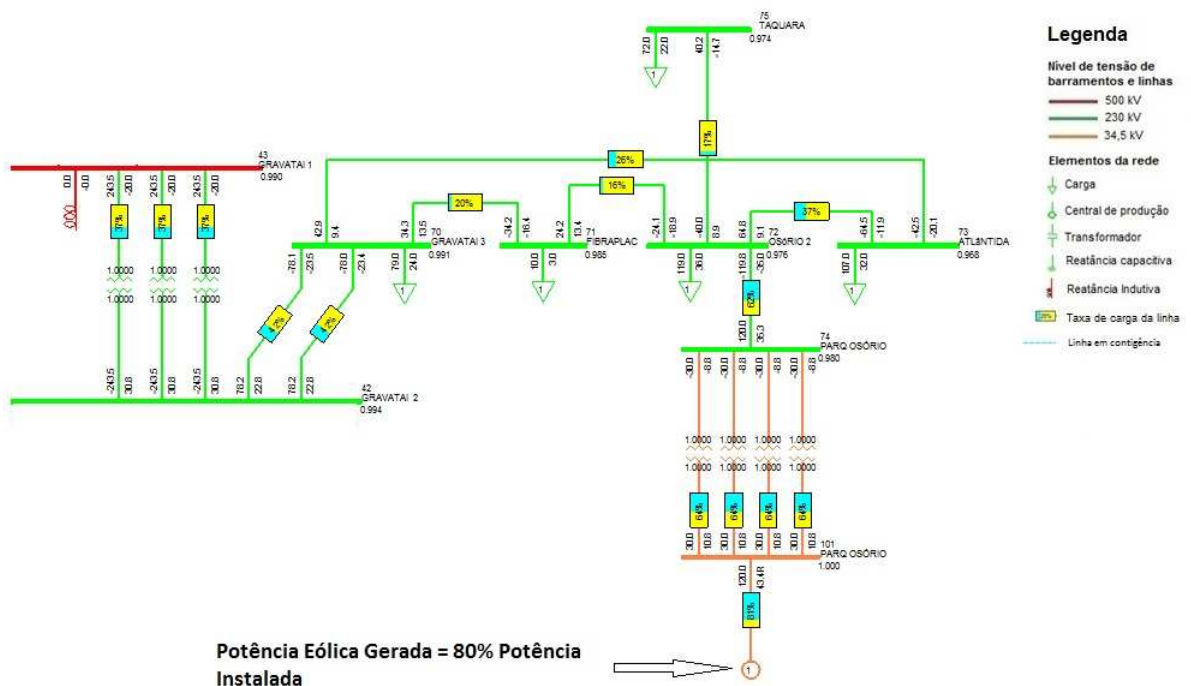


Figura 5.10 – Representação da rede em regime permanente para o cenário 80% P. instalada

Os resultados do diagnóstico obtidos encontram-se resumidos na tabela 5.7.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	PARQ OSÓRIO	OSÓRIO 2	62
	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	42
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	FIBRAPLAC	16
	OSÓRIO2	TAQUARA	17
	FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	20

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	PARQ OSÓRIO	64
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	37

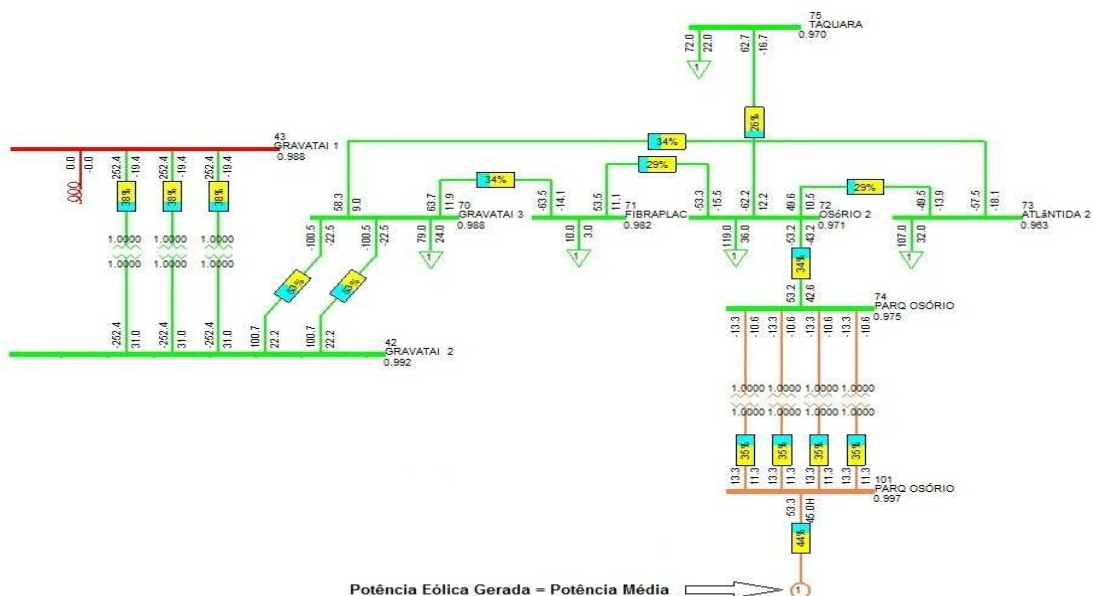
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.994

**Tabela 5.7** – Diagnóstico em regime permanente para o cenário 80% P. Eólica Instalada

Para este cenário as perdas totais na rede representam **158,3 MW**.

- **Cenário Potência Média**

Para o cenário de potência média na geração eólica a situação da rede encontra-se na figura 5.11.



**Figura 5.11** – Representação da rede em regime permanente para o cenário P. Média

Os resultados do diagnóstico podem ser vistos na tabela 5.8.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	53
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	TAQUARA	26
	OSÓRIO2	FIBRAPLAC	29
	OSÓRIO2	FIBRAPLAC	29

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	38
Transformadores com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	35

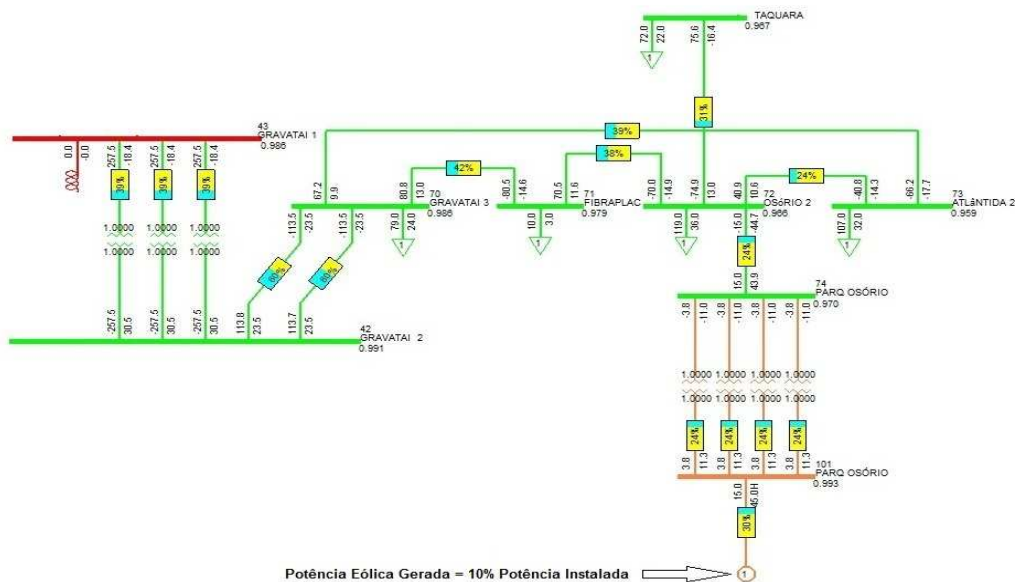
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.992
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.963

**Tabela 5.8** – Diagnóstico em regime permanente para o cenário P. Média

As perdas por efeito de Joule na rede equivalem a **163,0 MW**.

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

Para o cenário de menor geração eólica a rede é apresentada na figura 5.12.



**Figura 5.12** – Representação da rede em regime permanente para o cenário 10% P. Eólica Instalada

Na tabela 5.9 resumem-se os resultados do diagnóstico para o cenário referido.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	60
Linhas com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	OSÓRIO 2	24
	OSÓRIO2	ATLÂNTIDA 2	24

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	39
Transformadores com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	24

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.991
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.959

**Tabela 5.9** – Diagnóstico em regime permanente para o cenário 10% P.instalada

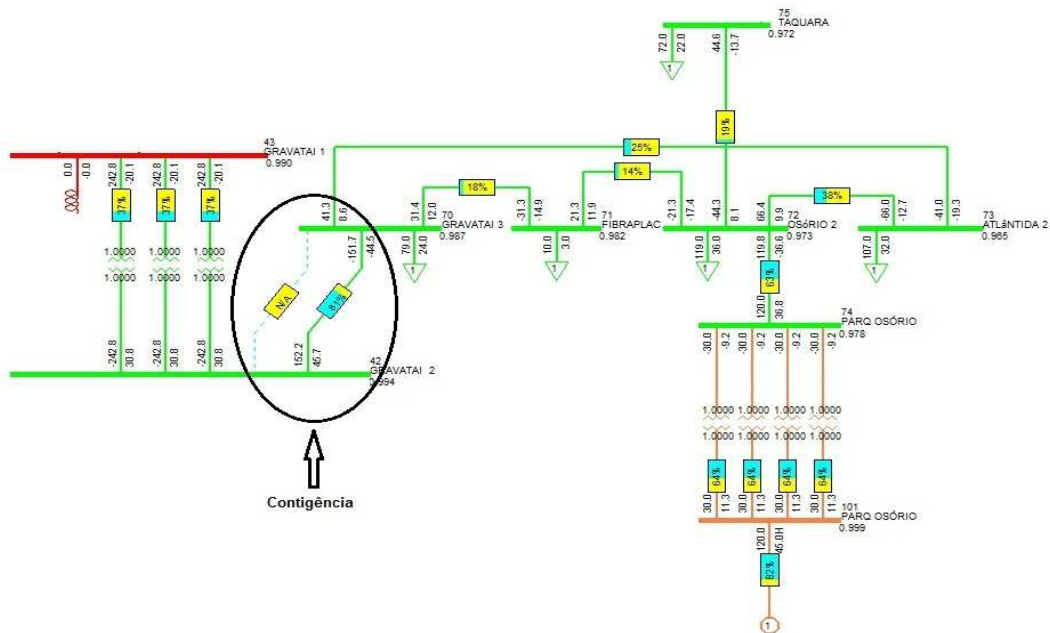
Para este cenário as perdas totais na rede têm o valor de **166,3 MW**.

#### 5.1.4.1.2 Regime de contingência ‘n-1’

Neste ponto são apresentadas as simulações e o resumo dos resultados, em regime de contingência ‘n-1’, na zona monitorizada da rede, para os mesmos cenários já referidos anteriormente.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.13 representa-se a situação da rede para a contingência mais gravosa que ocorre a 80% da geração em Parques de Osório. A contingência é precisamente a retirada de uma das linhas entre os barramentos GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3.



**Figura 5.13** – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 80% P. Eólica Instalada

Os resultados do diagnóstico encontram-se resumidos na tabela 5.10.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linha com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	81

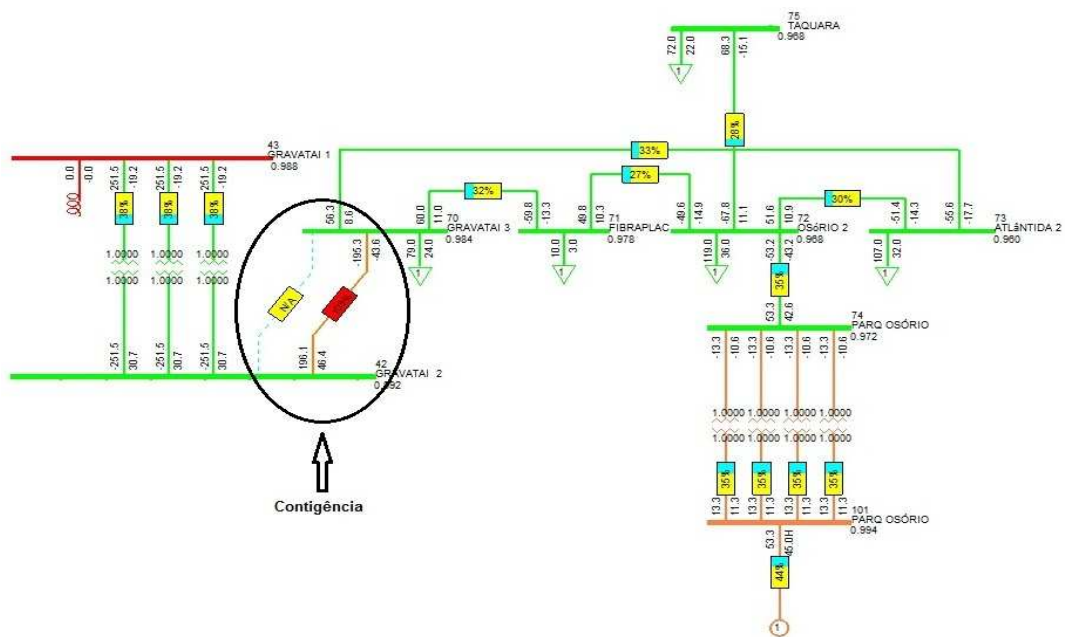
  

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.994
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.965

**Tabela 5.10** – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 80% P. Eólica Instalada

- **Cenário Potência Média**

A contigência mais gravosa para o cenário de potência média na geração eólica ocorre novamente com a retirada de uma das linhas entre os barramentos GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3, entrando mesmo em sobrecarga, como se pode verificar na figura 5.14.



**Figura 5.14** – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário P. Média

Resumem-se os resultados do diagnóstico na tabela 5.11.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linha com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	103

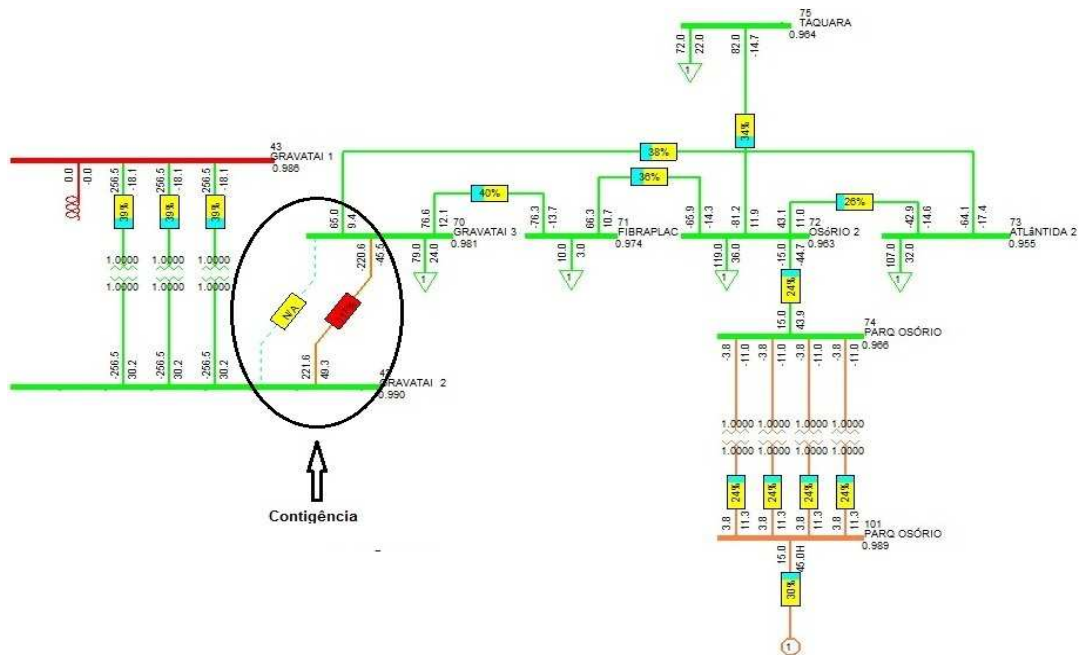
  

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.992
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.960

**Tabela 5.11** – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário P. Média

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

De modo semelhante aos cenários anteriores, nesta situação, a contigência mais gravosa ocorre com a retirada de uma das linhas entre os barramentos GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 como se pode constatar na figura 5.15.



**Figura 5.15** – Representação da rede na contigência de linha entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI para o cenário 10% P. Eólica Instalada

Os resultados do diagnóstico efetuado à zona da rede em questão encontram-se na tabela 5.12.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linha com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	117

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.990
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.955

**Tabela 5.12** – Diagnóstico na contigência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 para o cenário 10% P. Eólica Instalada

#### 5.1.4.2 Conclusões

Pelo diagnóstico anteriormente feito à zona monitorizada da rede elétrica, para os três cenários base verifica-se que a ligação entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 é relevante, na medida em que atua como um corredor preferencial de transferência de energia entre a zona mais vulnerável à futura potência a injetar e a restante rede. Esta transferência de energia é bem notória quando as cargas presentes nesta zona são alimentadas essencialmente pelo parque eólico existente (Parques de Osório) aquando do cenário de maior geração eólica e nesta situação as linhas entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 estão menos congestionadas. Por outro lado no cenário de menor geração eólica as cargas são maioritariamente alimentadas pela energia fornecida da restante rede, e por consequência há um acréscimo de trânsito de energia nas linhas entre as duas subestações já referidas, entrando mesmo em sobrecarga na contigência de uma destas linhas.

A ligação entre as subestações de GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 é a que se encontra sempre com uma taxa de carga da linha mais elevada, tanto para maior como para menor produção eólica.

O complexo eólico existente em Parques de Osório é um elemento importante nesta rede elétrica, uma vez que suprime as necessidades de carga desta zona da rede, evitando perdas significativas em termos sistémicos como se constatou na diferença entre os valores de perdas nos três cenários de geração eólica, evidenciados na tabela 5.13.

Cenário Geração Eólica	Perdas na rede [MW]
80% P. Eólica Instalada	158,3
Potência Média	163,0
10% P. Eólica Instalada	166,3

**Tabela 5.13** – Resumo de perdas na rede para os três cenários de geração eólica em Parques de Osório

No que concerne ao perfil de tensões da rede os barramentos que apresentam sempre a tensão mais elevada e mais baixa para qualquer dos cenários evidenciados, são respetivamente, GRAVATAI 2 e ATLÂNTIDA 2, tanto em regime permanente como em regime de contingência.

## 5.2 Análise técnica de alternativas de ligação à rede

Com o objectivo de integrar o novo parque eólico, no qual já foi estimada a sua potência média no **capítulo 4** é apresentado neste ponto um estudo da reestruturação da rede elétrica na zona sensível à injeção de potência referenciada na figura 5.9.

Analisaram-se várias alternativas de ligação da subestação do novo parque eólico à rede elétrica local e tendo como critérios, o equipamento instalado, perdas por efeito de Joule na rede, e uma total inexistência da violação dos valores de taxa de carga e tensões nos barramentos utilizados das tabelas 5.5 e 5.6 na zona sensível da rede, chegaram-se a quatro alternativas de ligação.

Um orçamento foi efectuado para cada solução e feita uma análise técnico-económica final das soluções consideradas.

### 5.2.1 Cenários de geração considerados

Uma vez que o novo parque eólico está localizado a uma distância relativamente perto do parque eólico já existente (Parques de Osório), e portanto, a probabilidade do perfil de geração eólica é idêntica, simulou-se a rede para três cenários de geração eólica conjunta em cada alternativa de ligação, os quais estão enunciados na tabela 5.14.

Cenários	Potência Gerada [MW]		Potência eólica total [MW]
	Parques Eólicos de Osório	Nova Eólica (Potência injetada)	
80% P. instalada	120	964	1084
P.média	53	427	480
10% P. instalada	15	120,52	135

**Tabela 5.14** – Perfil de geração eólica conjunta

## 5.2.2 Alternativas de ligação à rede

Apresentam-se as quatro alternativas de ligação da subestação do novo parque eólico à rede com o respetivo diagnóstico em regime permanente e regime de contingência 'n-1', para os cenários indicados da tabela 5.14, e somente para a zona associada à nova potência injetada já referenciada (zona sudeste).

Em regime permanente fez-se uma análise às linhas e transformadores com maior e menor taxa de ocupação, tensão máxima e mínima nos barramentos e perdas totais por efeito de Joule em toda a rede.

Em regime de contingência 'n-1' analisou-se a contingência de maior gravidade, fazendo a análise às linhas que entram em sobrecarga e violam ou não tensões máximas e mínimas estabelecidas nos critérios usuais de planeamento, tendo por base as tabelas 5.5 e 5.6.

### 5.2.2.1 Alternativa 1 – Ligação a dois pontos da rede distintos a 230kV

Esta alternativa apresenta a ligação da subestação do novo parque eólico à subestação de OSÓRIO 2 e FIBRAPLAC através de duas linhas duplas de 230 kV conforme se pode verificar na figura 5.16.



Figura 5.16 – Ligação a Osório 2 e Fibraplac

A potência injetada pelo parque é assim escoada em dois pontos na rede evitando a sobrecarga nas linhas que ligam OSÓRIO 2 a FIBRAPLAC e a ATLÂNTIDA 2 e conseqüentemente evitam o eventual reforço destas ligações.

O fluxo de potência entre a subestação de FIBRAPLAC, GRAVATAI 3 e GRAVATAI 2 é significativo, sendo necessário o reforço entre estas subestações com novas linhas de 230 kV.

Todo o equipamento adicionado à rede encontra-se de uma forma genérica referenciado na tabela 5.15.

Novas linhas					
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364
FIBRAPLAC	NOVA EÓLICA	Linha dupla	50,8	230	364
FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	Linha dupla	25,5	230	196
FIBRAPLAC	GRAVATAI 2	Linha simples	26,3	230	364
GRAVATAI 3	GRAVATAI 2	Linha simples	10,3	230	196

Novos transformadores			
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150

**Tabela 5.15** – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 1

Na listagem de equipamento adicionado da tabela 5.15 não se encontram incluídos os painéis de linha e considerou-se que as subestações envolvidas possuem espaço para acomodar a chegada de linhas, em particular em FIBRAPLAC e GRAVATAI 2.

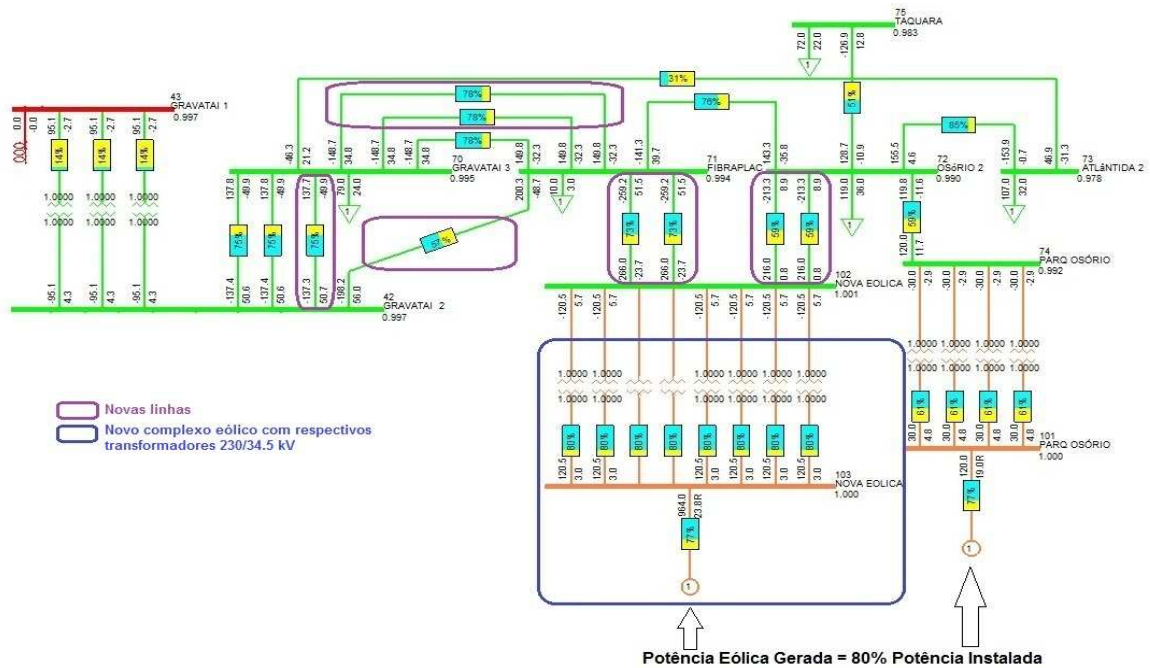
### 5.2.2.1.1 Diagnóstico em regime permanente

Seguidamente são apresentadas as simulações e o resumo dos resultados, em regime permanente, na zona monitorizada da rede, para cada cenário referido na tabela 5.14.

- **Cenário 80% da Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.17 encontra-se a simulação da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica a 80% em Parques Eólicos de Osório e também para o novo parque eólico.

São evidenciadas as novas ligações, assim como o novo complexo eólico com seus respectivos transformadores 230/34,5 kV.



**Figura 5.17** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

Os resultados do diagnóstico encontram-se na tabela 5.16.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	85
	FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	78
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO2	FIBRAPLAC	76
	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	31

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	80
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	14

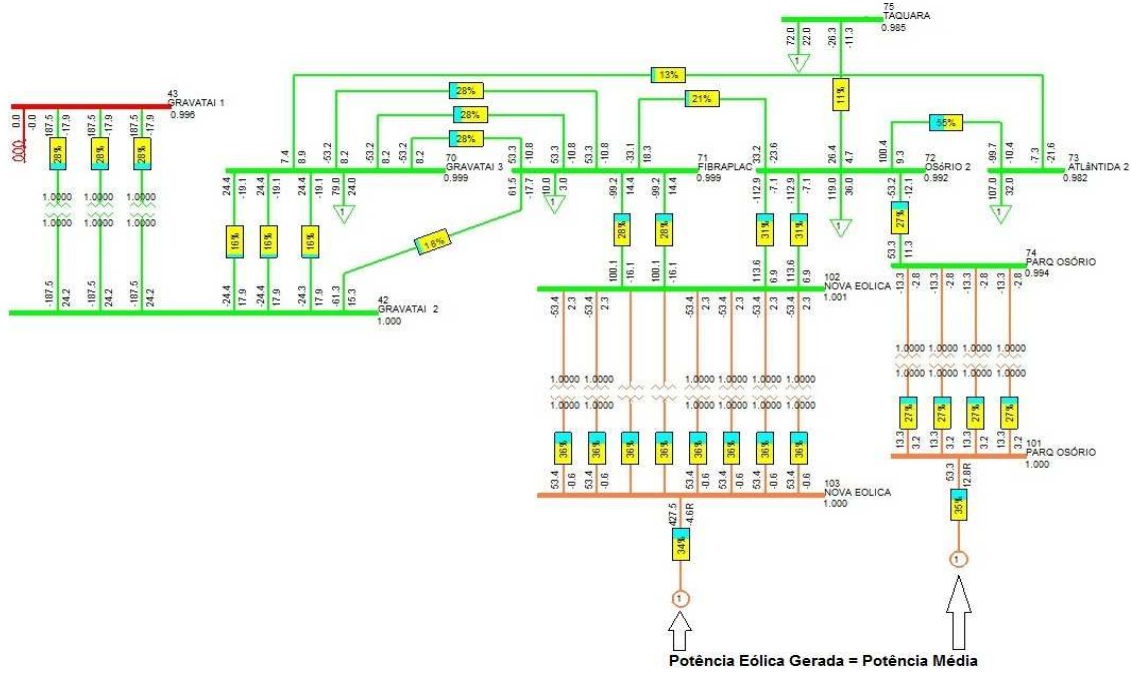
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.978

**Tabela 5.16** – Diagnóstico à solução 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede têm o valor de **158,1 MW**.

- **Cenário Potência média**

Para o cenário de geração eólica dos dois parques à potência média, apresenta-se na figura 5.18 o estado da rede na zona referenciada.



**Figura 5.18** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário Potência média em regime permanente

Na tabela 5.17 resume-se os resultados do diagnóstico realizado nesta situação.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	55
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	TAQUARA	11
	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	13

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	36
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	16

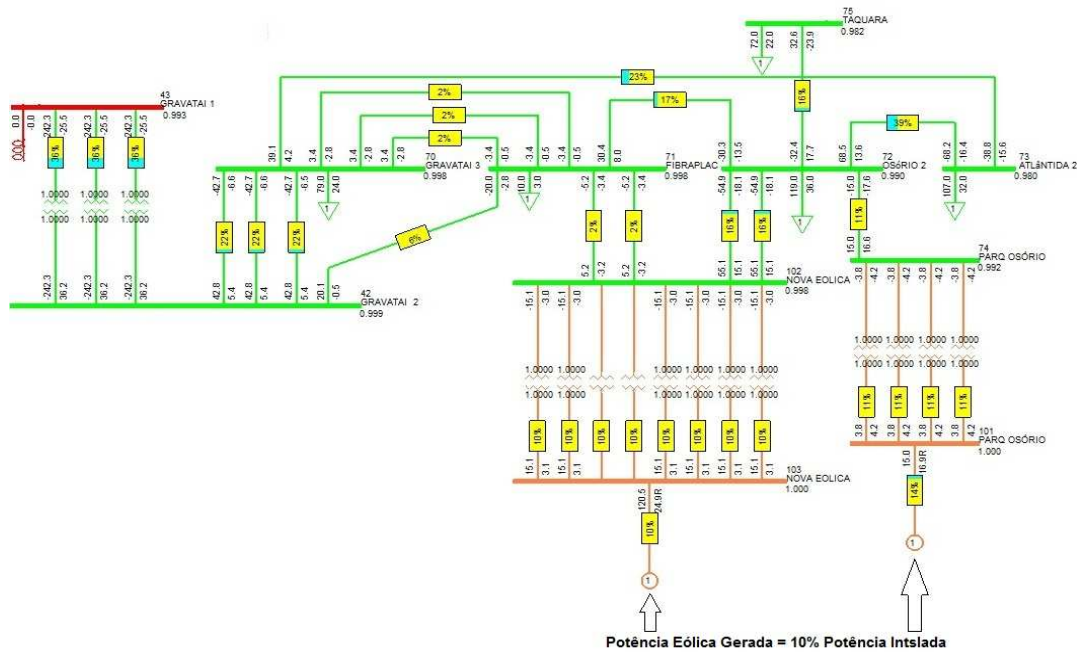
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.982

**Tabela 5.17** – Diagnóstico à alternativa 1 no cenário Potência Média em regime permanente

As perdas por efeito de Joule de toda a rede são de **145,6 MW**.

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

Apresentam-se os resultados da simulação da rede na figura 5.19 para o cenário de menor geração eólica correspondente a 10% da potência instalada.



**Figura 5.19** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 1 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

Para o cenário de menor geração eólica são resumidos os resultados do diagnóstico na tabela 5.18 .

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	39
Linhas com menor ocupação	FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	2
	NOVA EOLICA	FIBRAPLAC	2
	GRAVATAI 2	FIBRAPLAC	6

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	22
Transformadores com menor ocupação	NOVA EOLICA	10

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.999
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.980

**Tabela 5.18** – Diagnóstico à alternativa 1 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede equivalem a **157,1 MW**.

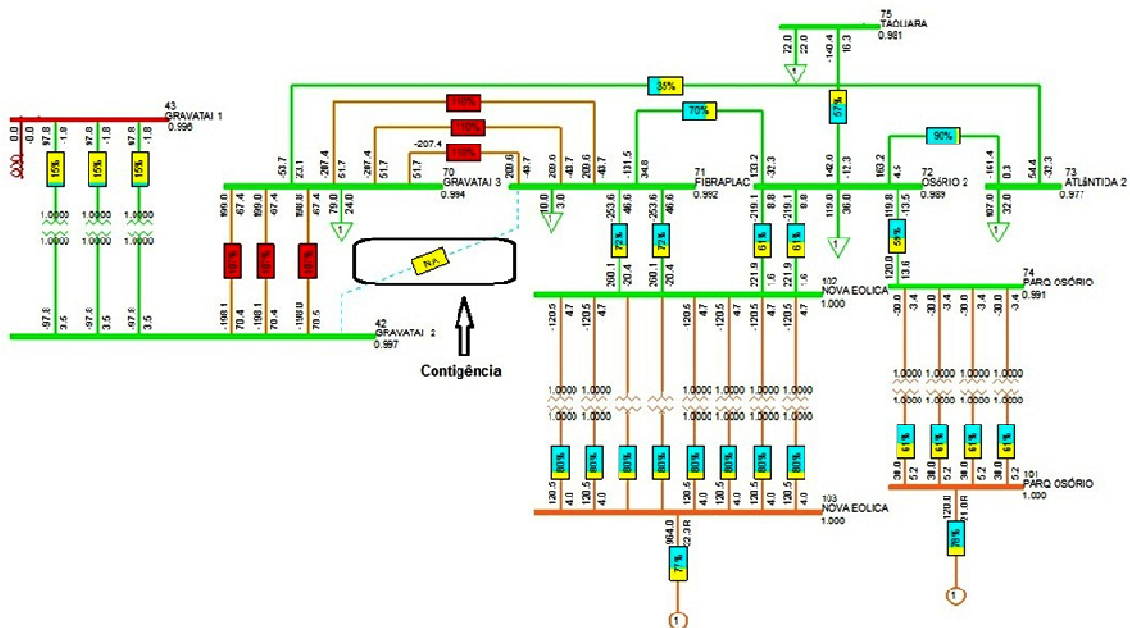
### 5.2.2.1.2 Diagnóstico em regime de contingencia 'n-1'

Neste ponto são apresentadas as simulações e o resumo dos resultados, em regime de contingência 'n-1', na zona monitorizada da rede, para os mesmos cenários já referidos anteriormente.

- **Cenário 80% da Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.20 representa-se a situação da rede para a contingência mais gravosa que ocorre a 80% da geração nos dois parques eólicos.

A contingência é precisamente a retirada de uma das linhas entre os barramentos GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC.



**Figura 5.20** – Representação da contingência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC da alternativa 1 no cenário 80% P. Eólica Instalada

Os resultados do diagnóstico para a referida contingência encontram-se discriminados na tabela 5.19.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linha com maior ocupação	FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	110
	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	107

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	0.999
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.973

**Tabela 5.19** – Diagnóstico à alternativa 1 na contingência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC para o cenário 80% P. Eólica Instalada

- **Cenário Potência Média**

Não existe sobrecargas em qualquer das linhas para qualquer contingência na zona considerada

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

Não existe sobrecargas em qualquer das linhas para qualquer contingência na zona considerada

Nestas condições e com os reforços considerados, a solução técnica de ligação à rede é exequível.

### 5.2.2.2 Alternativa 2 – Ligação a um ponto da rede a 230kV

Ao contrário da alternativa anterior esta ligação introduz toda a potência do parque num único ponto da rede (subestação de OSÓRIO 2) através de duas linhas duplas de 230kV como se verifica na figura 5.21.



Figura 5.21 – Ligação a Osório 2

Em consequência desta ligação a um único ponto, o reforço de linhas de 230kV entre OSÓRIO 2 e FIBRAPLAC é inevitável, assim como a introdução de uma linha do mesmo nível de tensão entre OSÓRIO 2 e GRAVATAÍ 2, linha esta crucial para não haver reforços significativos nas ligações FIBRAPLAC-GRAVATAÍ 3-GRAVATAÍ 2.

O novo equipamento adicionado é o indicado na tabela 5.20.

Novas linhas					
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364
OSÓRIO 2	FIBRAPLAC	Linha dupla	46,9	230	196
FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	Linha simples	25,5	230	196
OSÓRIO 2	GRAVATAI 2	Linha simples	70,0	230	364
FIBRAPLAC	GRAVATAI 2	Linha simples	26,3	230	364,6

Novos transformadores			
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150

**Tabela 5.20** – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 2

Na descrição de equipamento adicionado da tabela 5.20 não se encontram incluídos os painéis de linha e considerou-se que as subestações envolvidas possuem espaço para acomodar a chegada de linhas, nomeadamente em OSÓRIO 2 , GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC.

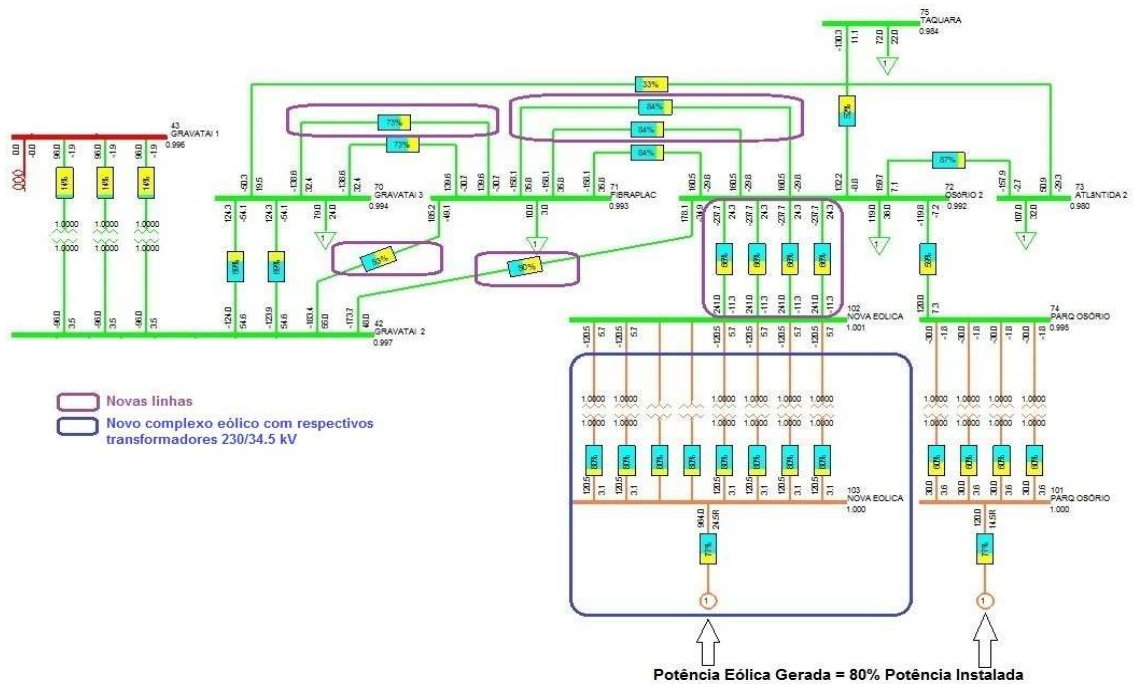
#### 5.2.2.2.1 Diagnóstico em regime permanente

Apresentam-se então as simulações e o resumo dos resultados, em regime permanente, na zona monitorizada da rede, para cada cenário referido na tabela 5.14.

- **Cenário 80% da Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.22 encontra-se a simulação da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica a 80% nos dois parques eólicos.

As novas ligações respeitantes a esta alternativa de ligação bem como o novo complexo eólico com seus respetivos transformadores 230/34,5 kV são referenciados na mesma figura.



**Figura 5.22** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário 80% P. Instalada em regime permanente

Os resultados do diagnóstico à zona da rede em estudo estão resumidos na tabela 5.21.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	87
	FIBRAPLAC	OSÓRIO 2	84
Linhas com menor ocupação	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	33

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	80
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	14

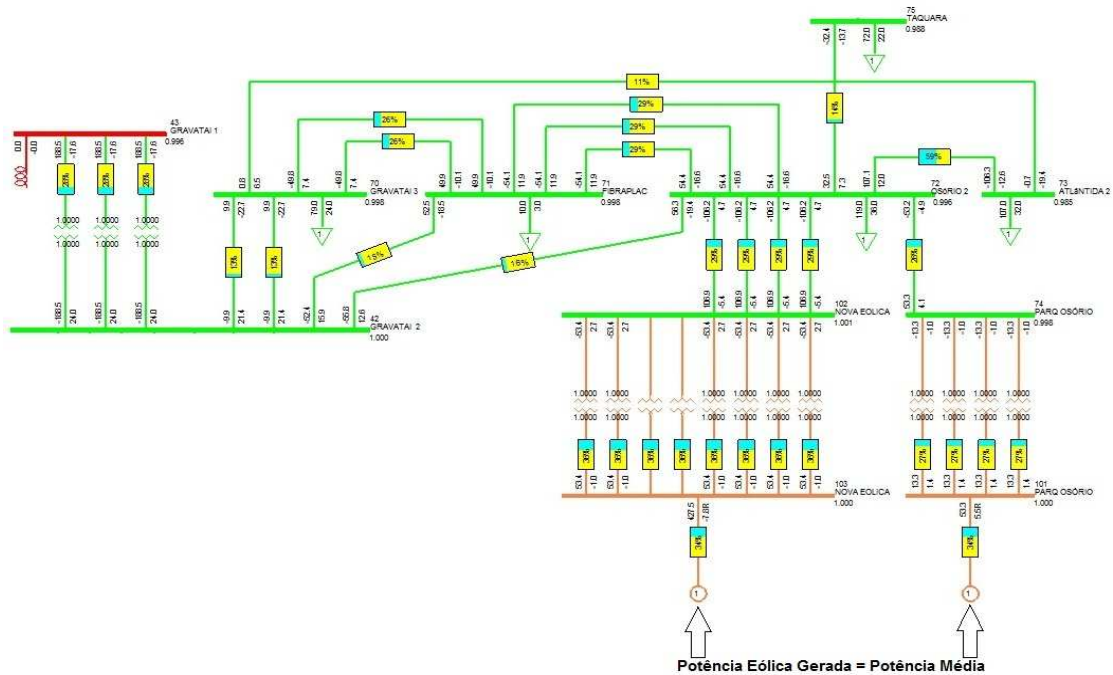
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.980

**Tabela 5.21** – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário 80 % P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede têm o valor de **160,1 MW**.

- **Cenário Potência Média**

Na figura 5.23 encontra-se representada o estado da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica à potência média em ambos os parques eólicos.



**Figura 5.23** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário Potência Média em regime permanente

Os resultados do respectivo diagnóstico estão assinalados na tabela 5.22.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	59
Linhas com menor ocupação	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	11
	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	13
	OSÓRIO2	TAQUARA	14

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	36
Transformadores com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	27

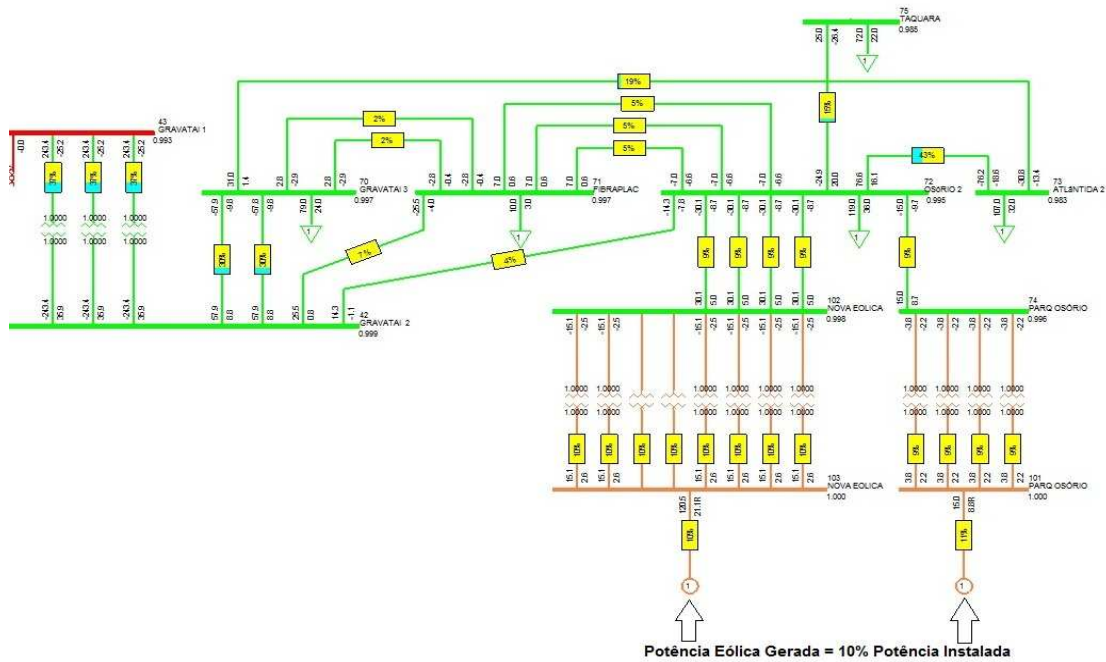
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.985

**Tabela 5.22** – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário Potência Média em regime permanente

As perdas totais na rede totalizam **145,8 MW**.

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

O estado da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica mais baixo em ambos os parques eólicos, encontra-se na figura 5.24.



**Figura 5.24** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 2 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

Podem visualizar-se os resultados do diagnóstico na tabela 5.23.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	43
	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	30
Linhas com menor ocupação	GRAVATAI 3	FIBRAPLAC	2
	GRAVATAI 2	OSÓRIO 2	4
	OSÓRIO 2	FIBRAPLAC	5

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	37
Transformadores com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	9

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.999
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.983

**Tabela 5.23** – Diagnóstico à alternativa 2 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

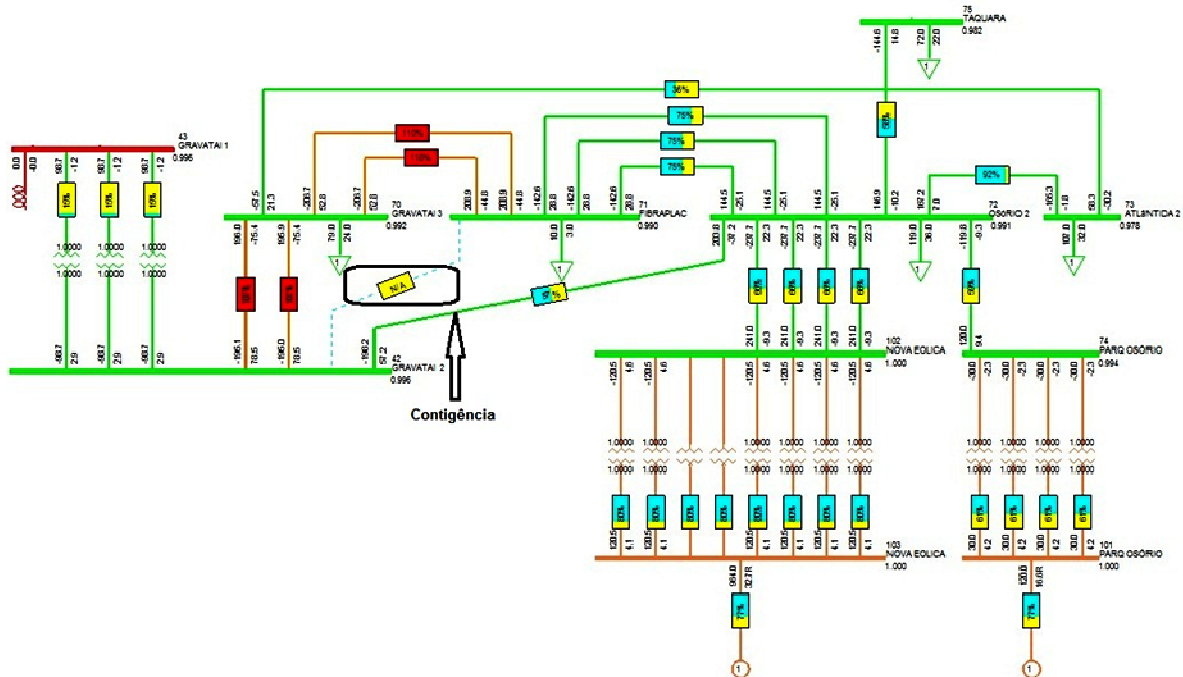
As perdas totais na rede correspondem a **156,8 MW**.

### 5.2.2.2.2 Diagnóstico em regime de contingência 'n-1'

Seguidamente são apresentadas as simulações e o respectivo diagnóstico, em regime de contingência 'n-1', na zona monitorizada da rede, para os mesmos cenários já referidos anteriormente.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.25 é apresentada a contingência mais gravosa para o cenário de geração eólica a 80%, que se encontra na retirada da linha que liga a subestação da GRAVATAI 2 a FIBRAPLAC.



**Figura 5.25** – Representação da contingência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC na alternativa 2 no cenário 80% P. Eólica Instalada

Os resultados do diagnóstico para este cenário de geração eólica estão resumidos na tabela 5.24.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 3	FIBRAPLAC	110
	GRAVATAI 3	GRAVATAI 2	107

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.000
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.978

**Tabela 5.24** – Diagnóstico à alternativa 2 na contingência entre GRAVATAI 2 e FIBRAPLAC para o cenário 80% P. Eólica Instalada

- **Cenário Potência Média**

Não existe sobrecargas em qualquer das linhas para qualquer contingência na zona considerada

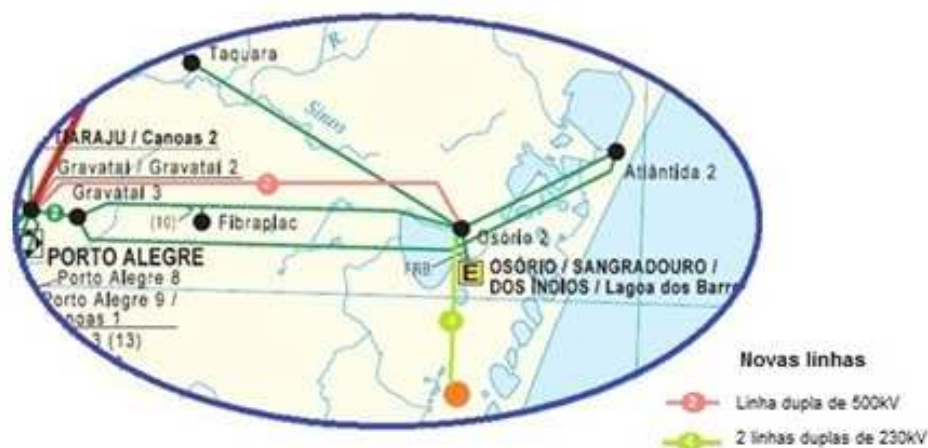
- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

Não existe sobrecargas em qualquer das linhas para qualquer contingência na zona considerada

Nestas condições a alternativa de ligação é válida tecnicamente.

### **5.2.2.3 Alternativa 3 – Ligação a um único ponto da rede a 230kV com transformação 230/500kV**

Esta alternativa de ligação introduz toda a potência do parque igualmente em um único ponto da rede (OSÓRIO 2) como se verifica na figura 5.26, mas neste caso a tensão é transformada na subestação de OSÓRIO 2, de 230kV para uma tensão de 500kV, sendo depois feita a ligação à subestação de GRAVATAI 1 com uma linha dupla de 500kV.



**Figura 5.26** – Ligação a Osório 2 com transformação 500/230kV

Com a introdução de transformação 230/500kV à chegada da potência do parque eólico não é preciso então reforçar a rede com linhas de 230kV como nas duas alternativas anteriores, uma vez que a rede através da ligação de 500kV absorve toda a energia injetada pelo parque.

O equipamento adicionado na respectiva alternativa de ligação resume-se na tabela 5.25.

Novas linhas					
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364
OSÓRIO 2	GRAVATAI 1	Linha dupla	65,6	500	974

Novos transformadores			
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150
OSÓRIO 2	2	500/230	672

**Tabela 5.25** – Novo equipamento acrescentado na alternativa de ligação 3

No novo equipamento referido na tabela 5.25 não se encontram incluídos os painéis de linha e considerou-se que as subestações envolvidas possuem espaço para acomodar a chegada de linhas, em particular OSÓRIO 2 e GRAVATAI 1.

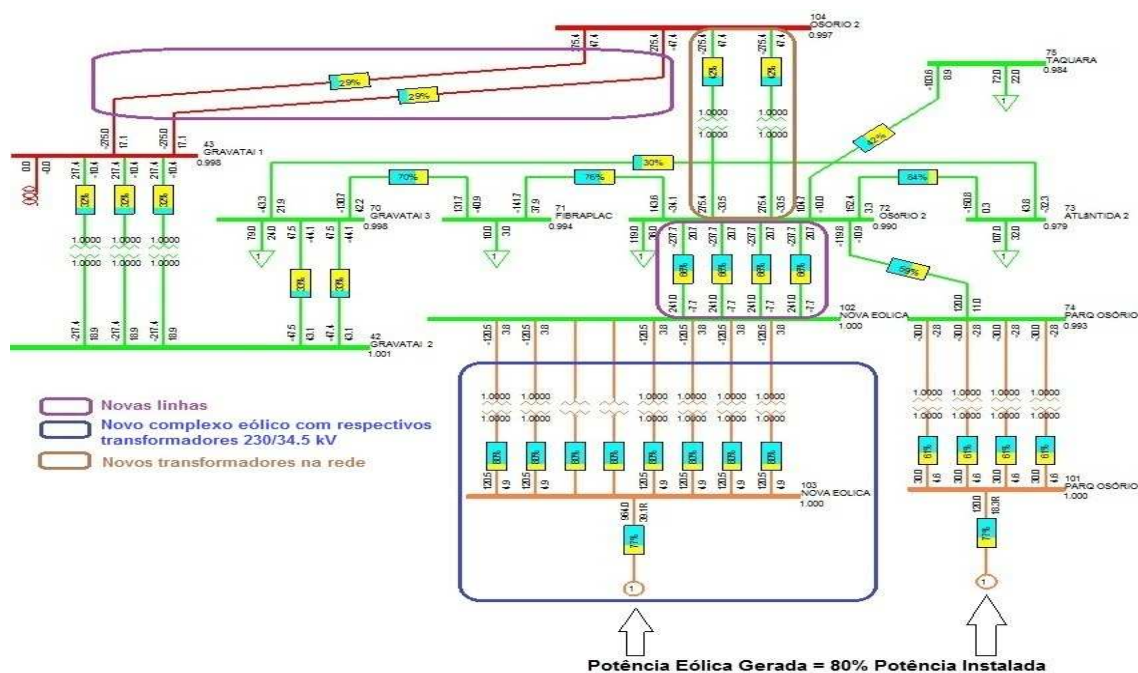
### 5.2.2.3.1 Diagnóstico em regime permanente

Apresentam-se as simulações e o resumo dos resultados do diagnóstico, em regime permanente, na zona monitorizada da rede, para os três cenários considerados.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.27 encontra-se a simulação da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica a 80% nos dois parques eólicos.

Na mesma figura referenciam-se as novas ligações, os novos transformadores 500/230kV em OSÓRIO 2 e também o novo parque eólico com seus respectivos transformadores 230/34.5kV.



**Figura 5.27** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

Os resultados do diagnóstico para o referido cenário de geração eólica estão resumidos na tabela 5.26.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	84
	FIBRAPLAC	OSÓRIO 2	76
	FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	70
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	GRAVATAI 1	29
	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	30

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	80
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	32

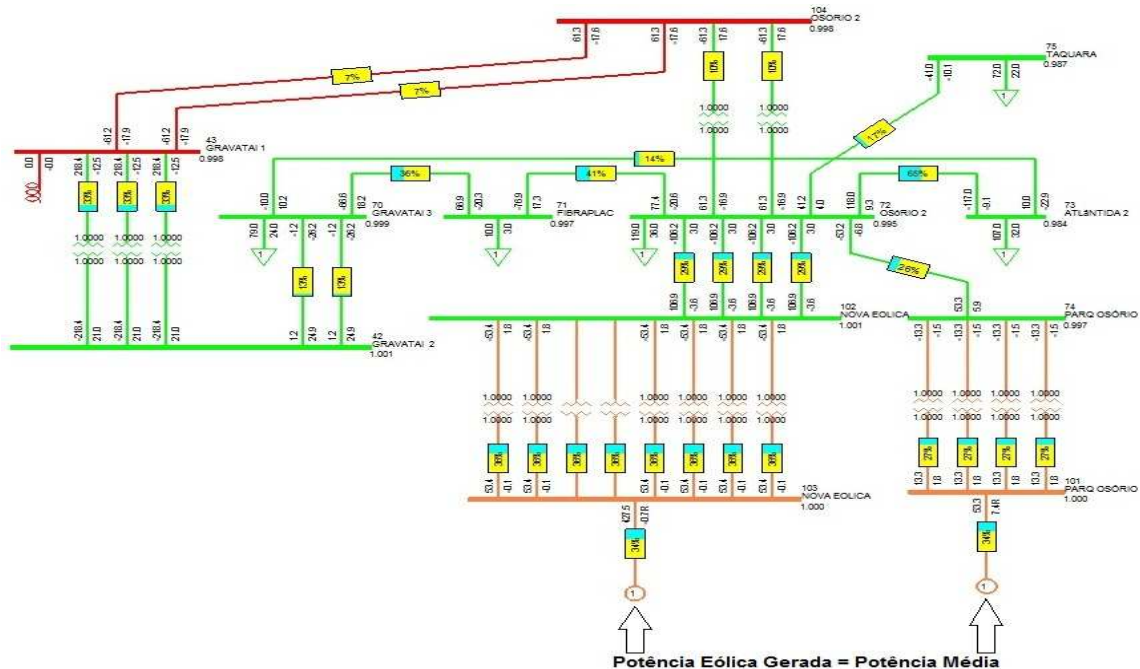
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.979

**Tabela 5.26** – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede correspondem a **146,7 MW**.

- Cenário Potência Média**

No cenário de potência média da geração eólica existente o estado da rede é a que se apresenta na figura 5.28.



**Figura 5.28** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário P. Média em regime permanente

O diagnóstico feito à zona da rede em questão encontra-se resumidamente descrito na tabela 5.27.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	65
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	GRAVATAI 1	7
	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	13
	ATLÂNTIDA 2	GRAVATAI 3	14

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	38
Transformadores com menor ocupação	OSÓRIO 2	10

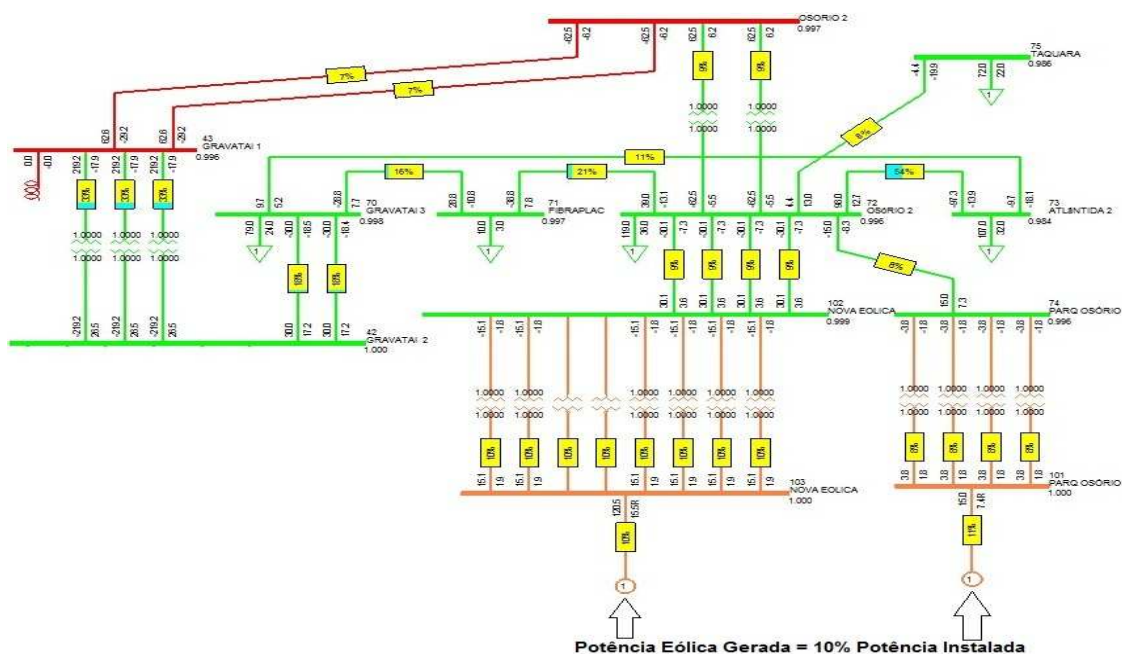
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.001
	GRAVATAI 2	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.984

**Tabela 5.27** – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário P. Média em regime permanente

As perdas totais por efeito de Joule na rede são de **145,4 MW**.

- **Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.29 pode verificar-se a simulação da zona da rede em estudo para o cenário de menor geração eólica.



**Figura 5.29** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 3 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

O diagnóstico resumido é o que se encontra na tabela 5.28.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	54
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	GRAVATAI 1	7
	OSÓRIO 2	TAQUARA	8
	PARQ OSÓRIO	OSÓRIO 2	8
	NOVA EOLICA	OSÓRIO 2	9

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	33
Transformadores com menor ocupação	PARQ OSÓRIO	8

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	1.000
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.984

**Tabela 5.28** – Diagnóstico à alternativa 3 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede têm o valor de **156,3 MW**.

### 5.2.2.3.2 Diagnóstico em regime de contingência ‘n-1’

Para esta alternativa de ligação não houve nenhuma contingência na zona considerada que apresentasse sobrecargas ou situações de relevância que se justificasse representar em qualquer dos cenários de geração eólica.

Com este estudo técnico favorável em relação aos reforços na rede esta alternativa de ligação é válida.

### 5.2.2.4 Alternativa 4 – Ligação a um único ponto da rede a 500kV

Nesta última topologia de ligação toda a potência é entregue à rede num único ponto a 500kV em GRAVATAI 1. A ligação é feita apenas por uma linha simples de 500kV como se mostra na figura 5.30.



**Figura 5.30** – Ligação a Gravataí 1 com transformação 500/230kV na subestação da nova eólica

Não houve necessidade de reforçar linhas de 230kV, uma vez que a rede absorve toda energia com esta ligação direta de 500kV.

O equipamento adicionado nesta alternativa de ligação encontra-se descrito na tabela 5.29.

Novas linhas					
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]
NOVA EÓLICA	GRAVATAI 1	Linha simples	74,4	500	1260

Novos transformadores			
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]
NOVA EÓLICA	8	500/34,5	170

**Tabela 5.29** – Novo Equipamento acrescentado na alternativa de ligação 4

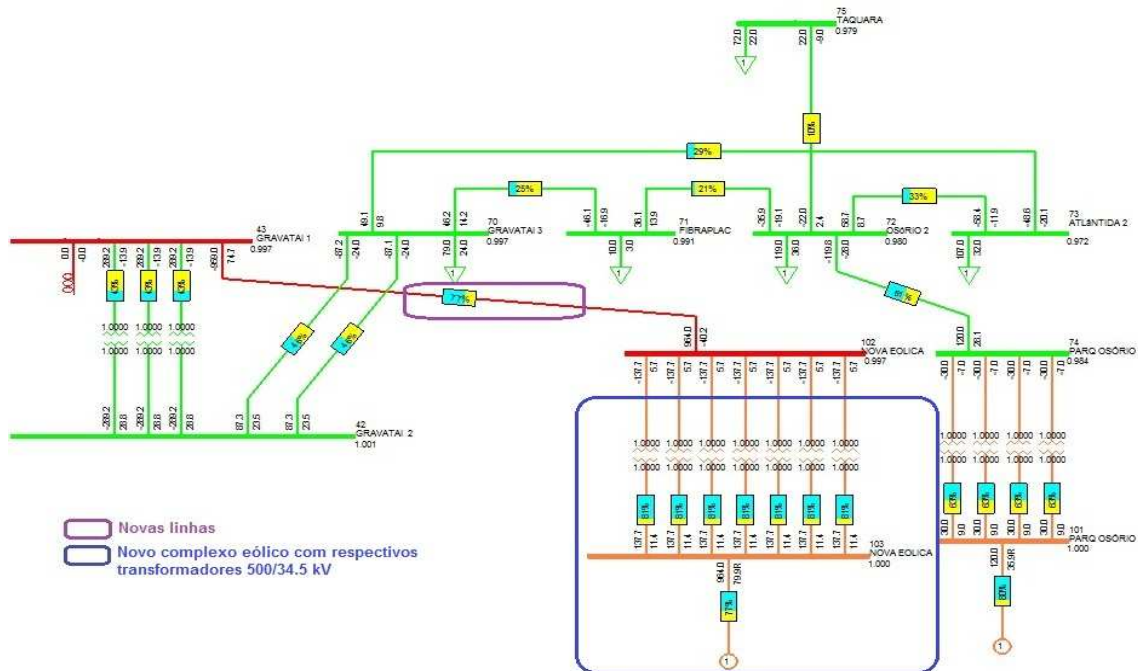
No equipamento referido na tabela 5.29 não se encontram incluídos os painéis de linha e considerou-se que a subestação de GRAVATAI 1 possui espaço para acomodar a chegada da nova linha.

### 5.2.2.4.1 Diagnóstico em regime permanente

Apresentam-se as simulações e o resumo dos resultados do diagnóstico, em regime permanente, na zona monitorizada da rede, para os três cenários considerados.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Na figura 5.31 pode verificar-se o estado da rede na zona monitorizada para o cenário de geração eólica a 80% nos dois parques eólicos, bem como a referência à nova ligação a 500kV e ao novo parque eólico com seus respectivos transformadores a 500/34,5kV.



**Figura 5.31** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 4 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

A tabela 5.30 descreve de uma forma resumida o diagnóstico para este cenário de geração eólica.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	NOVA EOLICA	GRAVATAI 1	77
	PARQ OSÓRIO	OSÓRIO 2	61
Linhas com menor ocupação	OSÓRIO 2	TAQUARA	10

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	NOVA EOLICA	81
Transformadores com menor ocupação	GRAVATAI 1/2	43

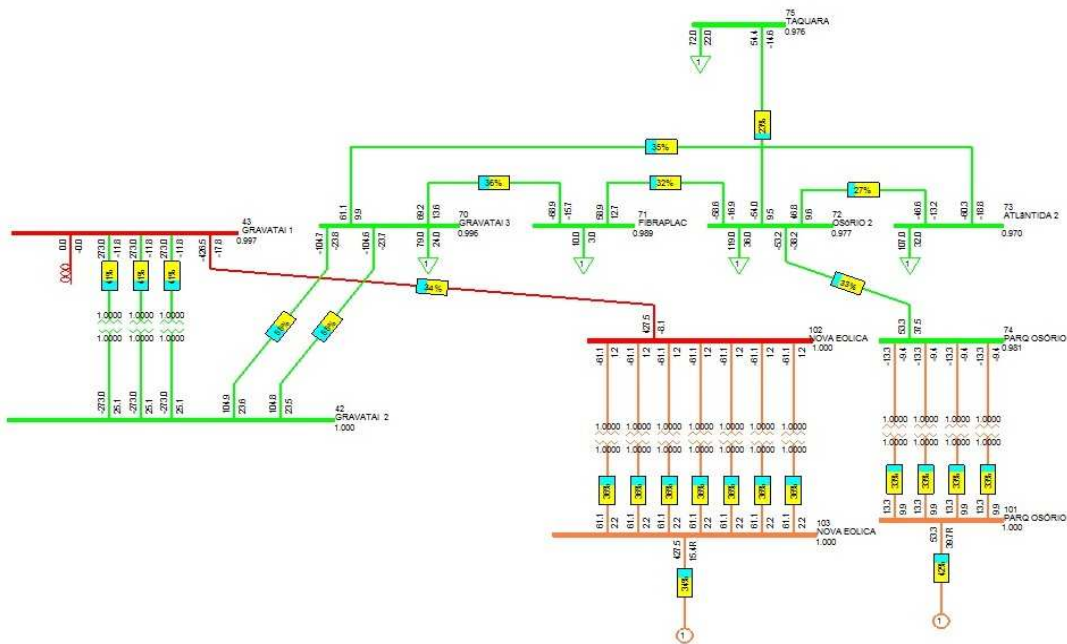
Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	1.001
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.972

**Tabela 5.30** – Diagnóstico à alternativa 4 no cenário 80% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas totais na rede têm o valor de **133,2 MW**.

- **Cenário Potência Média**

Para o cenário de potência média na geração eólica a figura 5.32 apresenta o estado da rede nesta situação.



**Figura 5.32** – Representação da zona da injeção de potência da alternativa 4 no cenário P. Média em regime permanente



O diagnóstico feito à rede no presente cenário de geração resume-se na tabela 5.32.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 2	GRAVATAI 3	60
Linhas com menor ocupação	NOVA EOLICA	GRAVATAI 1	10
	OSÓRIO 2	ATLÂNTIDA 2	24
	PARQ OSÓRIO	OSÓRIO 2	24

Taxa de ocupação dos transformadores	Subestação	Taxa de ocupação [%]
Transformadores com maior ocupação	GRAVATAI 1/2	40
Transformadores com menor ocupação	NOVA EOLICA	10

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	GRAVATAI 2	0.999
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.967

**Tabela 5.32** – Diagnóstico à alternativa 4 no cenário 10% P. Eólica Instalada em regime permanente

As perdas por efeito de Joule totais na rede correspondem a **159,9 MW**.

#### 5.2.2.4.2 Diagnóstico em regime de contingência ‘n-1’

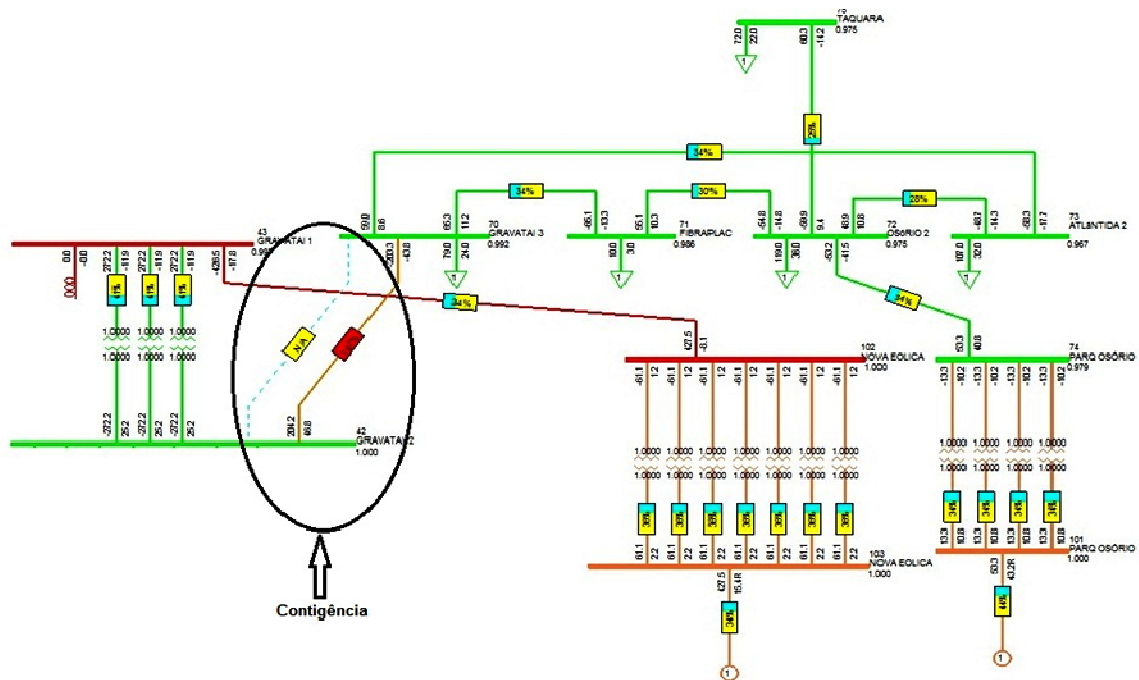
Seguidamente são apresentadas as simulações e o respetivo diagnóstico, em regime de contingência ‘n-1’, na zona monitorizada da rede, para os três cenários referidos.

- **Cenário 80% Potência Eólica Instalada**

Não existe sobrecargas em qualquer das linhas para qualquer contingência na zona considerada

- **Cenário Potência Média**

Na figura 5.34 apresenta-se o estado da zona da rede em questão para a contingência mais gravosa que se encontra na retirada de uma qualquer linha que liga a subestação da GRAVATAI 2 a GRAVATAI 3.



**Figura 5.34** – Representação da contingência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 no cenário P. Média

O respetivo diagnóstico resume-se na tabela 5.33.

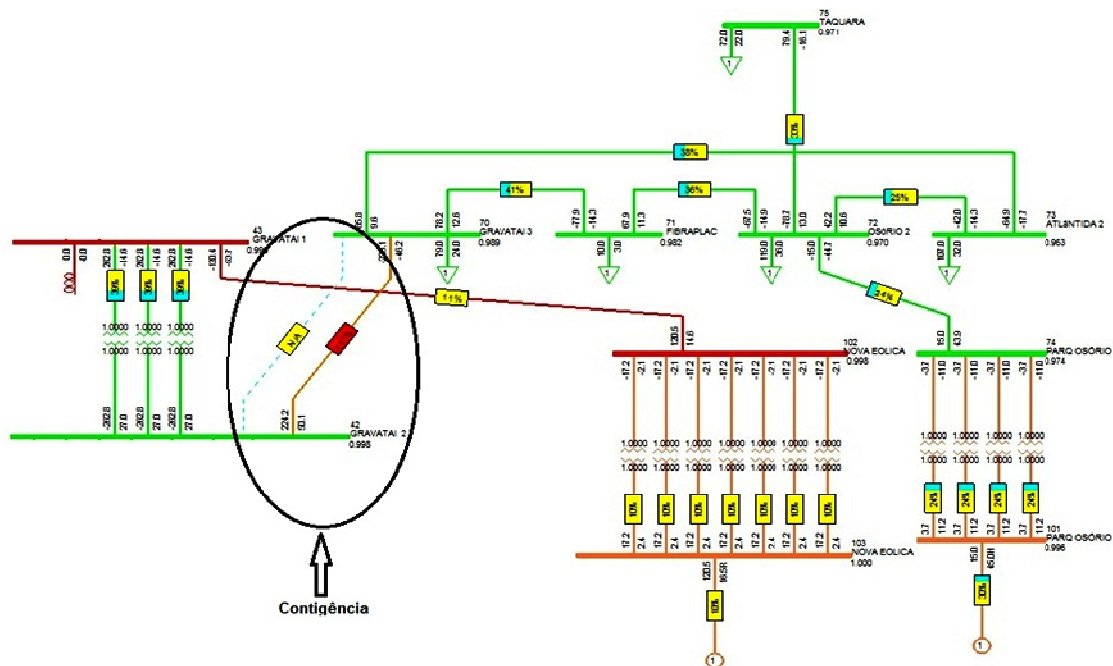
Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 3	GRAVATAI 2	107

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	1.000
	GRAVATAI 2	1.000
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.967

**Tabela 5.33** – Diagnóstico à contingência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 para o cenário P. Média

- Cenário 10% Potência Eólica Instalada**

A contingência mais gravosa encontra-se na retirada de uma qualquer linha que liga a subestação da GRAVATAI 2 a GRAVATAI 3, mais uma vez, verificando-se esta situação na figura 5.35.



**Figura 5.35** – Representação da contingência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 no cenário 10% P. Eólica Instalada

Na tabela 5.34 descreve-se resumidamente os resultados do diagnóstico feito na zona da rede referenciada para o cenário em questão.

Taxa de ocupação das linhas	Barramento inicial	Barramento final	Taxa de ocupação [%]
Linhas com maior ocupação	GRAVATAI 3	GRAVATAI 2	117

Tensão nos barramentos	Barramento	Tensão [p.u.]
Barramento com maior tensão	NOVA EOLICA	0.998
	GRAVATAI 2	0.998
Barramento com menor tensão	ATLÂNTIDA 2	0.963

**Tabela 5.34** – Diagnóstico à contingência entre GRAVATAI 2 e GRAVATAI 3 na alternativa 4 para o cenário 10% P. Eólica Instalada

Porém o nível de sobrecarga não viola os critérios de planejamento conforme tabelas 5.5 e 5.6 em qualquer dos cenários de geração eólica, e portanto, a alternativa de ligação em questão é exequível.

### 5.3 Análise económica às alternativa de ligação

Com o reforço de linhas e transformadores nas alternativas de ligação apontadas no ponto anterior elaborou-se uma análise económica com vista à escolha da melhor alternativa de ligação.

Para cada hipótese de ligação à rede estimaram-se os custos associados ao novo equipamento instalado e efetuou-se um estudo referente à relação entre o benefício de perdas da rede em comparação com a rede base (note-se que a rede base é o estado da rede anterior à injeção de potência por parte do novo parque eólico) e o custo total de equipamento adicionado em cada alternativa de ligação, para um horizonte temporal de 25 anos a preços constantes.

De referir que os custos unitários do equipamento adicionado a cada alternativa de ligação foram obtidos tendo por base informação aproximada, retirada de alguns documentos de TSO's Europeus.

#### 5.3.1 Cálculo do benefício de perdas em relação à rede base

Assim para cada cenário de geração eólica  $k$  que ocorresse ao longo do ano (80%, P. Média e 10% Potência Instalada) estimou-se um  $\Delta Perdas_k$  entre a rede base e a rede pós-injeção de potência do novo parque eólico, que multiplicado pelo número de horas  $t_{cenário_k}$  de ocorrência do respectivo cenário  $k$  durante o ano, e tendo em conta que o valor unitário de perdas  $P_{uni.per.}$  é de 65€/MWh, resultou num benefício para 25 anos como mostra a equação (34).

$$Benefício\ de\ perdas = \left( \sum_{k=1}^3 \Delta Perdas_k \times t_{cenário_k} \times P_{uni.per.} \right) \times 25 \quad (34)$$

O número de horas ao qual ocorre o cenário 80% foi tomado como 5% do ano, ou seja  $t_{80\%} = 438$  horas. Por conseguinte calcularam-se  $t_{P.Média}$  e  $t_{10\%}$  considerando a energia total dos três cenários de geração eólica igual à energia em que os parques eólicos funcionam à potência nominal durante o tempo equivalente calculado no **capítulo 4**, correspondente a 3109 horas.

As horas por ano em que os restantes dois cenários de geração eólica ocorrem resultaram em  $t_{P.Média} = 7563$  horas, significando aproximadamente 86,3% do total do ano, e  $t_{10\%} = 759$  horas, correspondendo a cerca de 8,7% do ano.

### 5.3.2 Alternativa 1 – Ligação a dois pontos da rede distintos a 230kV

Para efeitos de comodidade repete-se na figura 5.36 as novas ligações associadas a esta alternativa.



Figura 5.36 – Ligação a Osório 2 e Fibraplac

Na tabela 5.35 apresentam-se os custos das novas ligações bem como dos transformadores adicionados.

Custos novas linhas							
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]	[k€/km]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364	420	12863
FIBRAPLAC	NOVA EÓLICA	Linha dupla	50,8	230	364	420	21315
FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	Linha dupla	25,5	230	196	420	10718
FIBRAPLAC	GRAVATAI 2	Linha simples	26,3	230	364	150	3938
GRAVATAI 3	GRAVATAI 2	Linha simples	10,3	230	196	150	1545

Custos novos transformadores					
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]	[k€/unidade]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150	2000	16000

**Tabela 5.35** – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 1

O custo total do novo equipamento apresentado para esta solução de ligação é de **66378 k€**

O benefício em 25 anos em relação a perdas na rede bem como a relação entre benefício e custo desta alternativa de ligação pode ser visto na tabela 5.36.

Relação Benefício/Custo					
Cenários de geração eólica	Perdas Rede Base [MW]	Perdas Rede [MW]	$\Delta$ Perdas [MW]	Benefício em 25 anos [M€]	Benefício/Custo
Cenário 10% P. Instalada	166,30	157,10	9,20	11,35	0,17
Cenário P. Média	163,00	145,60	17,40	213,84	3,22
Cenário 80% P. Instalada	158,30	158,10	0,20	142,35	0,00
				<b>Total [M€]</b>	<b>Total</b>
				225,33	3,39

**Tabela 5.36** – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 1

### 5.3.3 Alternativa 2 – Ligação a um único ponto da rede a 230kV

Para relembrar as novas ligações efetuadas nesta solução apresenta-se assim a figura 5.37.



Figura 5.37 – Ligação a Osório 2

Os custos de todo o equipamento adicionado à rede nesta topologia de ligação encontram-se resumidos na tabela 5.37.

Custos novas linhas							
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]	[k€/km]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364	420	12863
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364	420	12863
OSÓRIO 2	FIBRAPLAC	Linha dupla	46,9	230	196	420	19698
FIBRAPLAC	GRAVATAI 3	Linha simples	25,5	230	196	150	3828
OSÓRIO 2	GRAVATAI 2	Linha simples	70,0	230	364	150	10500
FIBRAPLAC	GRAVATAI 2	Linha simples	26,3	230	364	150	3938

Custos novos transformadores					
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]	[k€/unidade]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150	2000	16000

Tabela 5.37 – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 2

A soma de todos os custos de equipamento que foram apresentados na tabela anterior têm um valor de **79689 k€**

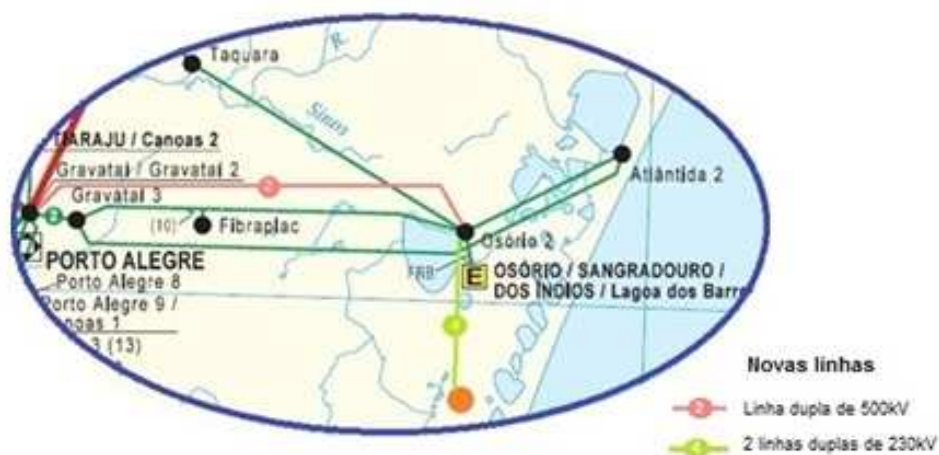
O valor de benefício total que em 25 anos a rede vai ter no que respeita a perdas bem como a relação entre benefício e custo desta solução de ligação encontram-se apresentados na tabela 5.38.

Relação Benefício/Custo					
Cenários de geração eólica	Perdas Rede Base [MW]	Perdas Rede [MW]	$\Delta$ Perdas [MW]	Benefício em 25 anos [M€]	Benefício/Custo
Cenário 10% P. Instalada	166,30	156,80	9,50	11,72	0,15
Cenário P. Média	163,00	145,80	17,20	211,39	2,65
Cenário 80% P. Instalada	158,30	160,10	-1,80	-1,28	-0,02
				<b>Total [M€]</b>	<b>Total</b>
				221,82	2,78

**Tabela 5.38** – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 2

### 5.3.4 Alternativa 3 – Ligação a um único ponto da rede a 230kV com transformação 230/500kV

Mais uma vez fazendo referência às ligações efetuadas para esta alternativa de ligação de modo a estimar custos e benefício de perdas apresenta-se na figura 5.38 a topologia da rede.



**Figura 5.38** – Ligação a Osório 2 com transformação 500/230kV

Apresentam-se na tabela 5.39 a estimativa de custos de novas linhas e novos transformadores adicionados nesta solução de ligação.

Custos novas linhas							
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]	[k€/km]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364	420	12863
NOVA EÓLICA	OSÓRIO 2	Linha dupla	30,6	230	364	420	12863
OSÓRIO 2	GRAVATAI 1	Linha dupla	65,6	500	974	600	39375

Custos novos transformadores					
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]	[k€/unidade]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	8	230/34,5	150	2000	16000
OSÓRIO 2	2	500/230	672	5800	11600

**Tabela 5.39** – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 3

O custo total do novo equipamento apresentado para esta solução de ligação é de **92700 k€**

O benefício em 25 anos em relação a perdas na rede bem como a relação entre benefício e custo desta alternativa de ligação encontra-se na tabela 5.40.

Relação Benefício/Custo					
Cenários de geração eólica	Perdas Rede Base [MW]	Perdas Rede [MW]	$\Delta$ Perdas [MW]	Benefício em 25 anos [M€]	Benefício/Custo
Cenário 10% P. Instalada	166,30	156,30	10,00	12,33	0,13
Cenário P. Média	163,00	145,40	17,60	216,30	2,33
Cenário 80% P. Instalada	158,30	146,70	11,60	8,26	0,09
				<b>Total [M€]</b>	<b>Total</b>
				236,89	2,56

**Tabela 5.40** – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 3

### 5.3.5 Alternativa 4 – Ligação a um único ponto da rede a 500kV

As ligações resultantes do estudo da integração do parque eólico para esta alternativa de ligação resultou na topologia apresentada na figura 5.39.



**Figura 5.39** – Ligação a Gravataí 1 com transformação 500/230kV na subestação da nova eólica

Os custos de todo o equipamento associado a esta alternativa de ligação estão resumidos na tabela 5.41.

Custos novas linhas							
Barramento inicial	Barramento final	Tipo de linha	Comprimento [km]	Tensão [kV]	Capacidade [MVA]	[k€/km]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	GRAVATAÍ 1	Linha simples	74,4	500	1260	250	18594

Custos novos transformadores					
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência [MVA/uni]	[k€/unidade]	Total [k€]
NOVA EÓLICA	8	500/34,5	170	2800	22400

**Tabela 5.41** – Custos do equipamento adicionado na alternativa de ligação 4

A soma de todos os custos de equipamento que foram apresentados na tabela anterior têm um valor de **40994 k€**

O valor de benefício total que em 25 anos a rede vai ter no que respeita a perdas bem como a relação entre benefício e custo desta solução de ligação encontram-se apresentados na tabela 5.42.

Relação Benefício/Custo					
Cenários de geração eólica	Perdas Rede Base [MW]	Perdas Rede [MW]	$\Delta$ Perdas [MW]	Benefício em 25 anos [M€]	Benefício/Custo
Cenário 10% P. Instalada	166,30	159,90	6,40	7,89	0,19
Cenário P. Média	163,00	145,40	17,60	216,30	5,28
Cenário 80% P. Instalada	158,30	133,20	25,10	17,87	0,44
				<b>Total [M€]</b>	<b>Total</b>
				242,06	5,90

**Tabela 5.42** – Relação Benefício/Custo em 25 anos na alternativa de ligação 4

## 5.4 Escolha da solução

A alternativa de ligação a um único ponto da rede a 500kV (alternativa de ligação 4) apresenta-se assim com a melhor relação benefício/custo (5,90), devido ao seu mais elevado benefício em termos de perdas mas principalmente devido ao seu mais baixo custo de equipamento adicionado. O custo desta solução fica compensado pela economia de perdas na rede em 5 anos. Deste modo torna-se uma solução bastante vantajosa para o promotor na medida em que tem os custos mais reduzidos e também para a concessionária da rede, uma vez que a eficiência da rede em relação a perdas é bastante vantajosa. No entanto esta alternativa de ligação poderá tornar-se difícil de ser concebida pelo facto de ser uma única linha de 500kV exclusivamente a ligar o parque eólico à rede sem ser aproveitada pela concessionária da rede em mais nenhum ponto da linha.

Outra hipótese de ligação que se pode igualmente considerar, é a alternativa de ligação a dois pontos distintos da rede a 230kV (alternativa de ligação 1). Esta situação apresenta a segunda melhor relação benefício/custo (3,39), principalmente devido ao seu menor custo em relação às alternativas de ligação 2 e 3, ficando o investimento inicial totalmente compensado pela redução de perdas na rede, ao fim de 8 anos. Esta solução apresenta ainda a vantagem de ser flexível no que diz respeito à sua evolução em função do desenvolvimento do parque eólico. Apesar da alternativa 3 com a transformação 230/500kV apresentar o segundo melhor benefício em relação às perdas na rede, o seu maior custo de todas as hipóteses de ligação estudadas atrás, torna-o uma alternativa pouco interessante.

# *Capítulo 6*

## *Conclusão*

*Neste capítulo apresentam-se as conclusões desta dissertação bem como propostas de futuros trabalhos que possam vir a ser desenvolvidos nesta temática.*

## 6.1 Conclusões

No presente trabalho foi efetuada uma estimativa do potencial eólico associado a um parque eólico e indicada a melhor solução de integração da nova produção na rede elétrica.

O método de extrapolação estudado no **capítulo 3** revelou-se muito útil na obtenção de dados de velocidade e direção de vento de modo a estimar o recurso associado ao novo parque eólico e por sua vez a potência média resultante. Com este método, é assim possível estudar locais que não estão cobertos com um registo de dados de vento e que muitas vezes é o grande problema para a decisão de se avançar com um projeto de implementação de um parque eólico.

O facto de o método referido entrar com fatores que influenciam diretamente o vento, em particular fatores topográficos, torna-o favorável a estimar um recurso eólico em uma zona onde as características do terreno são diferentes em relação à zona em que foram recolhidos os dados, cobrindo uma área bastante significativa.

Relativamente à integração do parque eólico na rede conseguiu-se obter uma ligação técnica e economicamente interessante (alternativa de ligação 1), otimizando a perspetiva da concessionária da rede e do promotor do parque, sendo que resumidamente, o investimento inicial de reforço de equipamento é totalmente pago em 8 anos pelo montante que se poupa em redução de perdas na rede elétrica.

De entre muitos fatores que existem para estudo e conceção do melhor local de ligação a uma rede escolheram-se os seguintes fatores: critérios de aceitabilidade de carga e tensões, perdas por efeito de Joule na rede e custos associados ao novo equipamento adicionado. Sob estes fatores conseguiu-se formular quatro alternativas de ligação, de onde resultou a escolha da alternativa de ligação 1 como já foi referido.

A escolha da melhor solução de ligação tem que ser vantajosa tanto para o promotor e concessionária e daí a importância de se ter feito um estudo com base na relação benefício de perdas da rede/custos de reforço da rede.

Com estes pressupostos conseguiu-se assim encontrar uma metodologia capaz de integrar uma potência significativa numa rede elétrica alcançando uma boa topologia de ligação.

## 6.2 Trabalhos futuros

Neste trabalho houve assuntos que não foram abordados e que podem ser usados para a realização de trabalhos futuros:

- Estimativa do potencial eólico através de uma carta topográfica do referido local e dados da topografia do terreno, nomeadamente rugosidades e obstáculos, mais próximos da realidade.
- Desenvolvimento do modelo BZ respeitante ao modelo orográfico do *WAsP*
- Otimização do layout do parque eólico modelizado
- Atualização do modelo da rede utilizado para análise
- Planeamento da rede para um horizonte futuro com integração de potência na rede
- Estudo de novas injeções de potência na rede
- Cálculos de correntes de curto-circuito na rede
- Inclusão de mais cenários de operação das centrais clássicas da rede (hídricas e térmicas)
- Estudo de estabilidade de forma a garantir, que na ocorrência de curto-circuitos na rede e correspondente existência de cavas de tensão, não reduz significativamente a segurança do fornecimento de energia à rede
- Obtenção do calendário ótimo de reforço de rede considerando que a potência a injetar não ocorre num único horizonte temporal

## Referências Bibliográficas

- [1] Troen, Ib e Petersen, Erik Lundtang, “*European Wind Atlas*”. ISBN 87-550-1482-8, Risø National Laboratory (1989).
- [2] ONS – Operador Nacional de Sistema Elétrico. “*Institucional, Conheça o Sistema*”. Em <http://www.ons.org.br> (2011)
- [3] CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica. “*Grupo CEEE, Distribuição, Geração e Transmissão*”. Em <http://www.ceee.com.br> (2011)
- [4] Guerreiro, Amílcar. “*Impacto da ampliação das fontes renováveis na integração dos mercados*”, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2011)
- [5] Ventos do Sul Energia. Em <http://www.ventosdosulenergia.com.br> (2011)
- [6] Google, “*Imagens*”. Em <http://www.google.pt>
- [7] Meteorologia e Columbofilia, “*Escola de Meteorologia, Vento*”. Em <http://www.fpcolumbofilia.pt> (2011)
- [8] Wei, Tong, “*Wind Power Generation and Wind Turbine Design*”. ISBN 978-1-84564-205-1, WIT Press. (2010).
- [9] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, G.C. Oliveira e S.H.F. Cunha. “*Composite Generation-Transmission Expansion Planning*”, EPRI-Research Project 2473-9, Stanford University, (1987).
- [10] Paiva, José Pedro Sucena, “*Redes de Energia Elétrica, Uma análise sistémica*”. ISBN 972-8469-34-9, IST Press, (2005).
- [11] Padrões de Segurança de Planeamento da RNT, Rede Elétrica Nacional S.A (2011)

# ***ANEXO A***

## ***Fatores da função gama***

# ANEXO A

*Tabela de  $F_M(K)$*

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,0	1,000	0,996	0,992	0,988	0,894	0,891	0,977	0,974	0,971	0,968
1,1	0,965	0,962	0,959	0,957	0,954	0,952	0,949	0,947	0,945	0,943
1,2	0,941	0,939	0,937	0,935	0,933	0,931	0,930	0,928	0,927	0,925
1,3	0,924	0,922	0,921	0,919	0,918	0,917	0,916	0,915	0,914	0,912
1,4	0,911	0,910	0,909	0,909	0,908	0,907	0,906	0,905	0,904	0,903

1,5	0,903	0,902	0,901	0,901	0,900	0,899	0,899	0,898	0,898	0,897
1,6	0,897	0,896	0,896	0,895	0,895	0,894	0,894	0,893	0,893	0,893
1,7	0,892	0,892	0,892	0,891	0,891	0,891	0,890	0,890	0,890	0,890
1,8	0,889	0,889	0,889	0,889	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
1,9	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,886	0,886	0,886

2,0	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,1	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,2	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,3	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,4	0,886	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887

2,5	0,887	0,887	0,887	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
2,6	0,888	0,888	0,888	0,898	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889
2,7	0,889	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890
2,8	0,890	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,892
2,9	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,893	0,893	0,893

3,0	0,893	0,893	0,893	0,893	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894
3,1	0,894	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,896
3,2	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,897	0,897	0,897
3,3	0,897	0,897	0,897	0,897	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898
3,4	0,898	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,900

3,5	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,901	0,901	0,901	0,901
3,6	0,901	0,901	0,901	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902
3,7	0,902	0,903	0,903	0,903	0,903	0,903	0,903	0,903	0,904	0,904
3,8	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,905	0,905	0,905	0,905
3,9	0,905	0,905	0,905	0,905	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906

**Nota :** O valor de  $F_M(K)$  é retirado inserindo como entrada de linha os dois primeiros dígitos do parâmetro de Weibull  $K$  e como entrada de coluna o 3º dígito do parâmetro  $K$ .

# ANEXO A

*Tabela de  $F_u(K)$*

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,0	2,000	1,964	1,930	1,897	1,865	1,835	1,806	1,779	1,752	1,727
1,1	1,702	1,679	1,657	1,635	1,614	1,594	1,575	1,556	1,538	1,521
1,2	1,505	1,489	1,473	1,458	1,444	1,430	1,416	1,403	1,390	1,378
1,3	1,366	1,355	1,344	1,333	1,322	1,312	1,302	1,293	1,284	1,275
1,4	1,266	1,257	1,249	1,241	1,233	1,226	1,218	1,211	1,204	1,197

1,5	1,191	1,184	1,178	1,172	1,166	1,160	1,154	1,149	1,143	1,138
1,6	1,133	1,128	1,123	1,118	1,114	1,109	1,105	1,100	1,096	1,092
1,7	1,088	1,084	1,080	1,076	1,073	1,069	1,066	1,062	1,059	1,055
1,8	1,052	1,049	1,046	1,043	1,040	1,037	1,034	1,031	1,029	1,026
1,9	1,023	1,021	1,018	1,016	1,013	1,011	1,009	1,007	1,004	1,002

2,0	1,000	0,998	0,996	0,994	0,992	0,990	0,988	0,986	0,984	0,983
2,1	0,891	0,979	0,977	0,976	0,974	0,972	0,971	0,969	0,968	0,966
2,2	0,965	0,963	0,962	0,961	0,959	0,958	0,957	0,955	0,954	0,953
2,3	0,952	0,951	0,949	0,948	0,947	0,946	0,945	0,944	0,943	0,942
2,4	0,941	0,940	0,939	0,938	0,937	0,936	0,935	0,934	0,933	0,932

2,5	0,931	0,931	0,930	0,929	0,928	0,927	0,927	0,926	0,925	0,924
2,6	0,924	0,923	0,922	0,921	0,921	0,920	0,919	0,919	0,918	0,918
2,7	0,917	0,916	0,916	0,915	0,915	0,914	0,914	0,913	0,912	0,912
2,8	0,911	0,911	0,910	0,910	0,909	0,909	0,909	0,908	0,908	0,907
2,9	0,907	0,906	0,906	0,905	0,905	0,905	0,904	0,904	0,903	0,903

3,0	0,903	0,902	0,902	0,902	0,901	0,901	0,901	0,900	0,900	0,900
3,1	0,899	0,899	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	0,897	0,897	0,897
3,2	0,897	0,896	0,896	0,896	0,896	0,895	0,895	0,895	0,895	0,894
3,3	0,894	0,894	0,894	0,894	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,892
3,4	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891

3,5	0,891	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,889
3,6	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,888	0,888
3,7	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,887
3,8	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
3,9	0,887	0,887	0,887	0,887	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886

**Nota :** O valor de  $F_u(K)$  é retirado inserindo como entrada de linha os dois primeiros dígitos do parâmetro de *Weibull*  $K$  e como entrada de coluna o 3º dígito do parâmetro  $K$ .

# ANEXO A

*Tabela de  $F_K$*

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,60	1,232	1,232	1,236	1,240	1,244	1,244	1,248	1,252	1,252	1,256
0,61	1,260	1,264	1,264	1,268	1,271	1,271	1,275	1,279	1,283	1,283
0,62	1,287	1,291	1,295	1,295	1,299	1,303	1,307	1,307	1,311	1,314
0,63	1,318	1,318	1,322	1,326	1,330	1,334	1,334	1,338	1,342	1,346
0,64	1,346	1,350	1,354	1,357	1,361	1,365	1,365	1,369	1,373	1,377

0,65	1,381	1,381	1,385	1,389	1,393	1,396	1,400	1,404	1,404	1,408
0,66	1,412	1,416	1,420	1,424	1,428	1,432	1,432	1,436	1,439	1,443
0,67	1,447	1,451	1,455	1,459	1,463	1,467	1,467	1,471	1,475	1,479
0,68	1,482	1,486	1,490	1,494	1,498	1,502	1,506	1,510	1,514	1,518
0,69	1,521	1,525	1,529	1,533	1,537	1,541	1,545	1,549	1,553	1,557

0,70	1,561	1,564	1,568	1,572	1,576	1,580	1,584	1,588	1,592	1,600
0,71	1,604	1,607	1,611	1,615	1,619	1,623	1,627	1,631	1,639	1,643
0,72	1,646	1,650	1,654	1,658	1,662	1,670	1,674	1,678	1,682	1,686
0,73	1,693	1,697	1,701	1,705	1,709	1,717	1,721	1,725	1,729	1,736
0,74	1,740	1,744	1,752	1,756	1,760	1,764	1,771	1,775	1,779	1,787

0,75	1,791	1,795	1,803	1,807	1,814	1,818	1,822	1,830	1,834	1,842
0,76	1,846	1,850	1,857	1,861	1,869	1,873	1,881	1,885	1,893	1,896
0,77	1,904	1,908	1,916	1,920	1,928	1,936	1,939	1,947	1,951	1,959
0,78	1,967	1,971	1,979	1,982	1,990	1,998	2,006	2,010	2,018	2,025
0,79	2,029	2,037	2,045	2,053	2,057	2,064	2,072	2,080	2,088	2,096

0,80	2,100	2,107	2,115	2,123	2,131	2,139	2,146	2,154	2,162	2,170
0,81	2,178	2,186	2,193	2,201	2,209	2,217	2,225	2,232	2,244	2,252
0,82	2,260	2,268	2,275	2,287	2,295	2,303	2,311	2,322	2,330	2,338
0,83	2,350	2,357	2,365	2,377	2,385	2,396	2,404	2,416	2,424	2,436
0,84	2,447	2,455	2,467	2,475	2,486	2,498	2,510	2,518	2,529	2,541

0,85	2,553	2,564	2,576	2,588	2,600	2,611	2,623	2,635	2,646	2,658
0,86	2,670	2,682	2,693	2,709	2,721	2,732	2,748	2,760	2,771	2,787
0,87	2,799	2,814	2,830	2,842	2,857	2,873	2,885	2,900	2,916	2,932
0,88	2,947	2,963	2,979	2,994	3,010	3,029	3,045	3,061	3,080	3,096
0,89	3,115	3,131	3,150	3,166	3,186	3,205	3,225	3,244	3,264	3,283

0,90	3,303	3,322	3,346	3,365	3,389	3,408	3,432	3,455	3,479	3,502
------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

**Nota :** O valor de  $F_K$  é retirado inserindo como entrada de linha os três primeiros dígitos da parcela  $\frac{M}{u^2}$  e como entrada de coluna o 4º dígito

# ANEXO A

*Tabela de  $F_A(K)$*

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,0	1,000	1,004	1,008	1,012	1,016	1,020	1,023	1,027	1,030	1,033
1,1	1,036	1,039	1,042	1,045	1,048	1,051	1,053	1,056	1,058	1,061
1,2	1,063	1,065	1,068	1,070	1,072	1,074	1,076	1,077	1,079	1,081
1,3	1,083	1,084	1,086	1,088	1,089	1,091	1,092	1,093	1,095	1,096
1,4	1,097	1,098	1,100	1,101	1,102	1,103	1,104	1,105	1,106	1,107

1,5	1,108	1,109	1,109	1,110	1,111	1,112	1,113	1,113	1,114	1,115
1,6	1,115	1,116	1,117	1,117	1,118	1,118	1,119	1,119	1,120	1,120
1,7	1,121	1,121	1,122	1,122	1,122	1,123	1,123	1,124	1,124	1,124
1,8	1,124	1,125	1,125	1,125	1,126	1,126	1,126	1,126	1,127	1,127
1,9	1,127	1,127	1,127	1,127	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128

2,0	1,128	1,128	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129
2,1	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129
2,2	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129
2,3	1,129	1,129	1,129	1,129	1,129	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128
2,4	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,127	1,127	1,127	1,127

2,5	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,126	1,126	1,126	1,126	1,126
2,6	1,126	1,126	1,126	1,125	1,125	1,125	1,125	1,125	1,125	1,125
2,7	1,125	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,123	1,123	1,123
2,8	1,123	1,123	1,123	1,123	1,122	1,122	1,122	1,122	1,122	1,122
2,9	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,120	1,120	1,120	1,120

3,0	1,120	1,120	1,120	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,118
3,1	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117
3,2	1,117	1,116	1,116	1,116	1,116	1,116	1,115	1,115	1,115	1,115
3,3	1,115	1,115	1,114	1,114	1,114	1,114	1,114	1,114	1,113	1,113
3,4	1,113	1,113	1,113	1,113	1,112	1,112	1,112	1,112	1,112	1,112

3,5	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,110	1,110	1,110	1,110
3,6	1,110	1,110	1,109	1,109	1,109	1,109	1,109	1,109	1,108	1,108
3,7	1,108	1,108	1,108	1,108	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107
3,8	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,105	1,105	1,105	1,105
3,9	1,105	1,105	1,105	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,103

**Nota :** O valor de  $F_A(K)$  é retirado inserindo como entrada de linha os dois primeiros dígitos do parâmetro de *Weibull*  $K$  e como entrada de coluna o 3º dígito do parâmetro  $K$

# ANEXO A

*Tabela de  $F_E(K)$*

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,0	32,220	31,044	29,940	28,902	27,926	27,006	26,139	25,321	24,547	23,816
1,1	23,123	22,467	21,845	21,254	20,692	20,159	19,651	19,167	18,706	18,266
1,2	17,846	17,445	17,062	16,696	16,345	16,009	15,687	15,379	15,082	14,798
1,3	14,525	14,263	14,011	13,768	13,535	13,310	13,093	12,885	12,683	12,489
1,4	12,302	12,121	11,946	11,777	11,614	11,456	11,304	11,156	11,013	10,874

1,5	10,740	10,610	10,484	10,361	10,243	10,128	10,016	9,907	9,802	9,699
1,6	9,600	9,503	9,409	9,318	9,229	9,142	9,058	8,976	8,896	8,818
1,7	8,742	8,668	8,596	8,526	8,457	8,390	8,325	8,261	8,199	8,139
1,8	8,080	8,022	7,965	7,910	7,856	7,408	7,752	7,702	7,653	7,604
1,9	7,557	7,511	7,466	7,422	7,379	7,337	7,296	7,255	7,215	7,177

2,0	7,139	7,101	7,065	7,029	6,994	6,960	6,926	6,893	6,860	6,829
2,1	6,797	6,767	6,737	6,707	6,679	6,650	6,622	6,595	6,568	6,542
2,2	6,516	6,491	6,466	6,441	6,417	6,394	6,370	6,348	6,325	6,303
2,3	6,282	6,260	6,239	6,219	6,199	6,179	6,159	6,140	6,121	6,102
2,4	6,084	6,066	6,049	6,031	6,014	5,997	5,980	5,964	5,948	5,932

2,5	5,917	5,901	5,886	5,871	5,857	5,842	5,828	5,814	5,800	5,787
2,6	5,773	5,760	5,747	5,735	5,722	5,710	5,697	5,685	5,673	5,662
2,7	5,650	5,639	5,628	5,617	5,606	5,595	5,584	5,574	5,564	5,554
2,8	5,544	5,534	5,524	5,514	5,505	5,496	5,486	5,477	5,468	5,460
2,9	5,451	5,442	5,434	5,425	5,417	5,409	5,401	5,393	5,385	5,378

3,0	5,370	5,362	5,355	5,348	5,340	5,333	5,326	5,319	5,312	5,306
3,1	5,299	5,292	5,286	5,279	5,273	5,267	5,261	5,255	5,248	5,243
3,2	5,237	5,231	5,225	5,219	5,214	5,208	5,203	5,197	5,192	5,187
3,3	5,182	5,176	5,171	5,166	5,161	5,156	5,152	5,147	5,142	5,137
3,4	5,183	5,128	5,124	5,119	5,115	5,111	5,106	5,102	5,098	5,094

3,5	5,090	5,086	5,082	5,078	5,074	5,070	5,066	5,062	5,059	5,055
3,6	5,051	5,048	5,044	5,041	5,037	5,034	5,030	5,207	5,024	5,020
3,7	5,017	5,014	5,011	5,008	5,005	5,002	4,998	4,995	4,993	4,990
3,8	4,987	4,984	4,981	4,978	4,976	4,973	4,970	4,967	4,965	4,962
3,9	4,960	4,957	4,955	4,952	4,950	4,947	4,945	4,942	4,940	4,938

**Nota :** O valor de  $F_E(K)$  é retirado inserindo como entrada de linha os dois primeiros dígitos do parâmetro de Weibull  $K$  e como entrada de coluna o 3º dígito do parâmetro  $K$

# ***ANEXO B***

## ***Carta Topográfica de Araranguá (Estado de Santa Catarina, Brasil)***



# ***ANEXO C***

## ***Wind Atlas obtido pelo WAsP***

## ANEXO C

Frequências de ocorrência do vento em todos os setores para  $z_0 = 0,00m$

setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	4,7	10,1	15,4	10,1	7,4	7,3	10,1	10,3	9,7	6,0	4,3	4,5

Distribuições de *Weibull* em todos os setores para  $z_0 = 0,00m$

H [m]	setor [°]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10,0	A [m/s]	6,4	10,0	11,2	10,0	9,9	9,7	10,4	10,0	9,2	8,8	6,8	6,2
	K	1,06	1,44	1,85	1,68	1,65	1,50	1,57	1,85	2,07	1,67	1,24	1,33
	U [m/s]	6,26	9,08	9,95	8,95	8,86	8,73	9,38	8,87	8,16	7,87	6,35	5,70
	P [W/m <sup>2</sup> ]	784	1334	1252	1025	1017	1105	1287	884	613	701	583	371
25,0	A [m/s]	7,0	10,8	12,1	10,9	10,7	10,5	11,3	10,8	10,0	9,5	7,4	6,7
	K	1,06	1,44	1,86	1,69	1,65	1,51	1,58	1,87	2,10	1,67	1,25	1,35
	U [m/s]	6,79	9,84	10,78	9,70	9,59	9,45	10,16	9,60	8,83	8,52	6,87	6,17
	P [W/m <sup>2</sup> ]	988	1689	1583	1294	1284	1393	1624	1115	770	884	736	462
50,0	A [m/s]	7,4	11,5	12,8	11,5	11,3	11,1	12,0	11,4	10,5	10,1	7,8	7,1
	K	1,07	1,45	1,87	1,70	1,67	1,52	1,58	1,88	2,13	1,69	1,26	1,37
	U [m/s]	7,17	10,40	11,39	10,24	10,14	9,99	10,73	10,14	9,32	8,99	7,26	6,51
	P [W/m <sup>2</sup> ]	1157	1977	1855	1512	1499	1631	1904	1298	894	1027	852	531
100,0	A [m/s]	7,7	12,0	13,5	12,0	11,9	11,6	12,6	12,0	11,0	10,6	8,2	7,4
	K	1,06	1,44	1,85	1,67	1,64	1,50	1,57	1,84	2,04	1,65	1,24	1,31
	U [m/s]	7,54	10,94	11,97	10,76	10,65	10,50	11,28	10,65	9,79	9,45	7,63	6,84
	P [W/m <sup>2</sup> ]	1368	2329	2183	1785	1772	1924	2243	1543	1077	1232	1024	659
200,0	A [m/s]	8,0	12,5	14,0	12,5	12,4	12,1	13,1	12,5	11,5	10,9	8,4	7,6
	K	1,03	1,39	1,77	1,60	1,57	1,45	1,51	1,74	1,88	1,56	1,18	1,22
	U [m/s]	7,88	11,43	12,49	11,23	11,11	10,96	11,79	11,10	10,19	9,84	7,95	7,12
	P [W/m <sup>2</sup> ]	1674	2792	2602	2152	2135	2316	2690	1862	1319	1505	1277	854

## ANEXO C

Frequências de ocorrência do vento em todos os setores para  $z_0 = 0,03m$

setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	3,7	8,2	16,7	10,8	7,7	6,5	10,1	10,2	10,6	6,5	4,2	4,7

Distribuições de *Weibull* em todos os setores para  $z_0 = 0,03m$

H [m]	setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10,0	A [m/s]	3,4	6,4	8,2	7,2	7,2	6,7	7,6	7,3	6,5	6,4	4,9	4,5
	K	0,91	1,17	1,78	1,57	1,57	1,41	1,46	1,69	1,89	1,60	1,14	1,29
	U [m/s]	3,59	6,05	7,28	6,43	6,43	6,12	6,85	6,50	5,76	5,75	4,71	4,16
	P [W/m <sup>2</sup> ]	217	569	513	415	413	421	555	389	236	288	282	153
25,0	A [m/s]	4,1	7,5	9,6	8,4	8,4	7,9	8,8	8,5	7,7	7,5	5,8	5,4
	K	0,93	1,19	1,81	1,60	1,61	1,44	1,48	1,73	1,99	1,65	1,17	1,36
	U [m/s]	4,19	7,03	8,49	7,51	7,51	7,14	7,97	7,60	6,80	6,75	5,50	4,92
	P [W/m <sup>2</sup> ]	326	871	798	642	637	649	859	603	371	446	431	233
50,0	A [m/s]	4,6	8,3	10,7	9,4	9,4	8,8	9,8	9,6	8,7	8,5	6,6	6,2
	K	0,96	1,21	1,87	1,66	1,67	1,48	1,52	1,80	2,14	1,74	1,21	1,47
	U [m/s]	4,69	7,81	9,48	8,40	8,40	7,97	8,87	8,52	7,73	7,60	6,15	5,61
	P [W/m <sup>2</sup> ]	421	1153	1071	856	850	858	1139	808	506	598	561	303
100,0	A [m/s]	5,3	9,3	12,0	10,6	10,6	9,9	11,0	10,8	10,1	9,7	7,5	7,2
	K	1,02	1,24	1,99	1,77	1,78	1,57	1,59	1,93	2,30	1,87	1,29	1,58
	U [m/s]	5,25	8,64	10,59	9,41	9,41	8,90	9,86	9,58	8,92	8,62	6,90	6,49
	P [W/m <sup>2</sup> ]	508	1469	1401	1112	1106	1102	1472	1068	730	804	702	425
200,0	A [m/s]	5,9	10,3	13,5	12,0	12,0	11,2	12,3	12,3	12,0	11,2	8,4	8,6
	K	1,00	1,25	1,95	1,73	1,74	1,54	1,58	1,88	2,22	1,81	1,26	1,52
	U [m/s]	5,93	9,58	11,96	10,67	10,67	10,04	11,02	10,93	10,60	9,98	7,83	7,77
	P [W/m <sup>2</sup> ]	772	1993	2050	1664	1656	1614	2070	1628	1265	1289	1068	767

## ANEXO C

Frequências de ocorrência do vento em todos os setores para  $z_0 = 0,1m$

setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	3,8	7,8	16,1	11,3	7,9	6,6	9,8	10,2	10,6	6,9	4,4	4,6

Distribuições de *Weibull* em todos os setores para  $z_0 = 0,1m$

H [m]	setor [°]	1 0	2 30	3 60	4 90	5 120	6 150	7 180	8 210	9 240	10 270	11 300	12 330
10,0	A [m/s]	3,2	5,5	7,1	6,3	6,2	5,9	6,5	6,3	5,7	5,6	4,5	3,9
	K	0,97	1,17	1,76	1,60	1,59	1,44	1,46	1,67	1,88	1,63	1,21	1,28
	U [m/s]	3,25	5,21	6,31	5,67	5,59	5,36	5,93	5,67	5,05	4,99	4,25	3,66
	P [W/m <sup>2</sup> ]	136	365	338	277	268	273	360	261	161	185	185	106
25,0	A [m/s]	3,9	6,6	8,6	7,7	7,5	7,1	7,9	7,7	7,0	6,8	5,5	4,9
	K	0,99	1,18	1,79	1,63	1,62	1,47	1,49	1,71	1,96	1,68	1,24	1,33
	U [m/s]	3,93	6,27	7,61	6,85	6,75	6,47	7,14	6,86	6,17	6,06	5,14	4,46
	P [W/m <sup>2</sup> ]	228	623	580	475	460	467	615	448	279	318	314	179
50,0	A [m/s]	4,5	7,6	9,7	8,7	8,6	8,2	9,0	8,8	8,0	7,8	6,3	5,7
	K	1,02	1,20	1,85	1,69	1,67	1,51	1,52	1,78	2,09	1,76	1,28	1,42
	U [m/s]	4,48	7,10	8,66	7,80	7,69	7,36	8,10	7,82	7,12	6,95	5,86	5,16
	P [W/m <sup>2</sup> ]	314	875	827	674	652	658	871	636	404	452	439	248
100,0	A [m/s]	5,3	8,5	11,1	10,0	9,8	9,3	10,2	10,0	9,3	9,0	7,3	6,7
	K	1,08	1,24	1,94	1,79	1,78	1,59	1,58	1,89	2,29	1,92	1,36	1,56
	U [m/s]	5,10	7,98	9,81	8,86	8,74	8,34	9,14	8,90	8,27	7,99	6,67	6,01
	P [W/m <sup>2</sup> ]	402	1172	1138	918	888	890	1179	875	585	623	579	342
200,0	A [m/s]	6,0	9,6	12,6	11,4	11,2	10,6	11,5	11,5	11,1	10,5	8,3	7,9
	K	1,07	1,25	1,94	1,78	1,76	1,58	1,59	1,87	2,21	1,86	1,34	1,50
	U [m/s]	5,85	8,95	11,15	10,12	9,99	9,49	10,31	10,21	9,81	9,32	7,65	7,16
	P [W/m <sup>2</sup> ]	622	1615	1674	1379	1338	1318	1679	1335	1007	1020	892	610

# ANEXO C

Frequências de ocorrência do vento em todos os setores para  $z_0 = 0,4m$

setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
f [%]	3,9	7,4	15,2	11,9	8,3	6,7	9,4	10,2	10,5	7,3	4,6	4,6

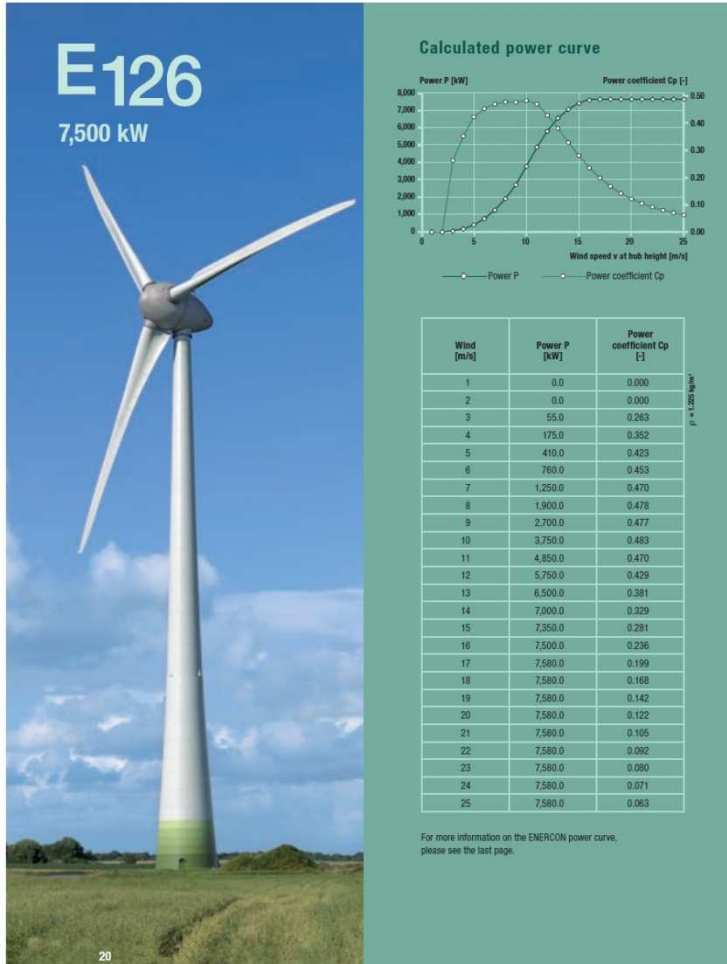
Distribuições de *Weibull* em todos os setores para  $z_0 = 0,4m$

H [m]	setor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	[°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10,0	A [m/s]	2,6	4,3	5,5	5,1	4,9	4,7	5,1	5,0	4,5	4,4	3,7	3,1
	K	1,01	1,17	1,72	1,66	1,60	1,48	1,47	1,66	1,86	1,67	1,28	1,26
	U [m/s]	2,59	4,04	4,89	4,55	4,39	4,24	4,62	4,47	4,01	3,91	3,45	2,90
	P [W/m <sup>2</sup> ]	63	169	162	136	128	129	169	129	82	86	89	55
25,0	A [m/s]	3,4	5,5	7,1	6,6	6,3	6,1	6,6	6,5	5,9	5,7	4,8	4,1
	K	1,03	1,18	1,75	1,69	1,63	1,51	1,49	1,69	1,92	1,72	1,31	1,30
	U [m/s]	3,36	5,20	6,33	5,88	5,68	5,48	5,97	5,78	5,23	5,08	4,47	3,78
	P [W/m <sup>2</sup> ]	130	355	343	287	270	273	357	273	174	182	186	114
50,0	A [m/s]	4,1	6,5	8,4	7,8	7,5	7,2	7,8	7,7	7,0	6,8	5,8	4,9
	K	1,06	1,20	1,79	1,74	1,68	1,54	1,52	1,74	2,03	1,79	1,35	1,37
	U [m/s]	3,97	6,11	7,45	6,94	6,70	6,46	7,01	6,82	6,23	6,03	5,28	4,50
	P [W/m <sup>2</sup> ]	200	560	546	456	428	431	563	433	279	289	291	176
100,0	A [m/s]	4,8	7,5	9,7	9,1	8,8	8,4	9,0	8,9	8,3	8,0	6,8	5,9
	K	1,12	1,23	1,87	1,83	1,77	1,62	1,57	1,83	2,22	1,94	1,43	1,50
	U [m/s]	4,65	7,05	8,65	8,08	7,80	7,52	8,12	7,95	7,37	7,11	6,17	5,33
	P [W/m <sup>2</sup> ]	283	818	814	678	634	637	833	645	425	432	422	253
200,0	A [m/s]	5,7	8,7	11,3	10,6	10,2	9,7	10,4	10,4	9,9	9,5	7,9	7,0
	K	1,13	1,26	1,90	1,85	1,79	1,64	1,60	1,85	2,18	1,93	1,44	1,47
	U [m/s]	5,43	8,06	10,00	9,38	9,07	8,71	9,34	9,25	8,80	8,42	7,21	6,38
	P [W/m <sup>2</sup> ]	446	1174	1235	1047	984	973	1235	1002	736	725	667	447

# ***ANEXO D***

## ***Características da turbina eólica Enercon-126***

# ANEXO D



**Technical specifications E-126**

<b>Rated power:</b>	7,500 kW	<b>Drive train with generator</b>	
<b>Rotor diameter:</b>	127 m	<b>Hub:</b>	Rigid
<b>Hub height:</b>	135 m	<b>Main bearing:</b>	Single-row tapered roller bearing
<b>Wind zone (DIBT):</b>	WZ III	<b>Generator:</b>	ENERCON direct-drive annular generator
<b>Wind class (IEC):</b>	IEC/NNV IA	<b>Grid feed:</b>	ENERCON inverter
<b>WEC concept:</b>	Gearless, variable speed	<b>Brake systems:</b>	- 3 independent pitch control systems with emergency power supply - Rotor brake
<b>Rotor</b>		<b>Yaw system:</b>	Active via yaw gear, load-dependent damping
<b>Type:</b>	Upwind rotor with active pitch control	<b>Cut-out wind speed:</b>	28–34 m/s (with ENERCON storm control*)
<b>Rotational direction:</b>	Clockwise	<b>Remote monitoring:</b>	ENERCON SCADA
<b>No. of blades:</b>	3		
<b>Swept area:</b>	12,666 m <sup>2</sup>		
<b>Blade material:</b>	GRP (epoxy resin) / GRP; GRP (epoxy resin) / steel; Built-in lightning protection		
<b>Rotational speed:</b>	Variable, 5–11.7 rpm		
<b>Pitch control:</b>	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply		

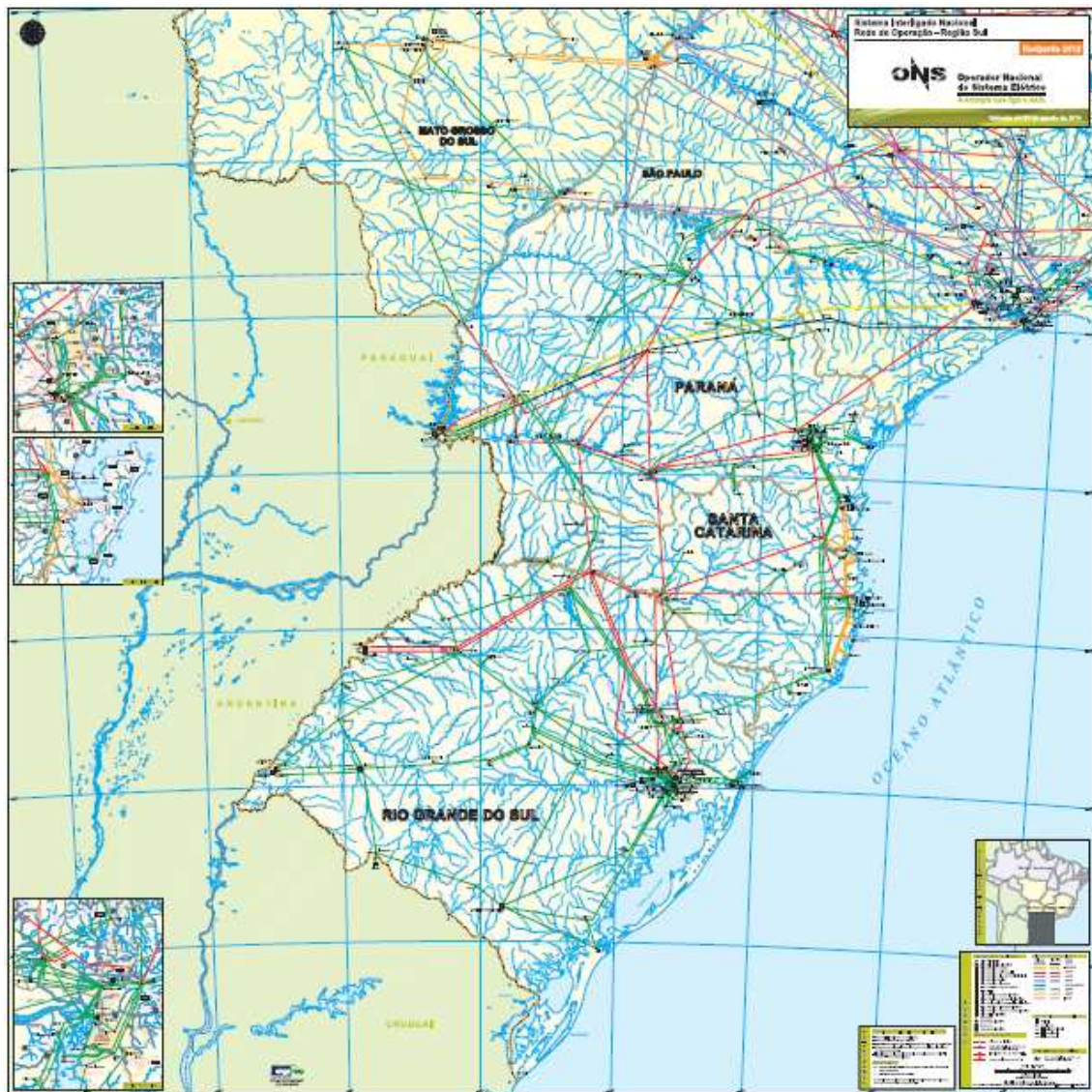
\*For more information on the ENERCON storm control feature, please see the last page.

# ***ANEXO E***

## ***Sistema Interligado Nacional da região Sul do Brasil e modelo da rede em PSS/E***

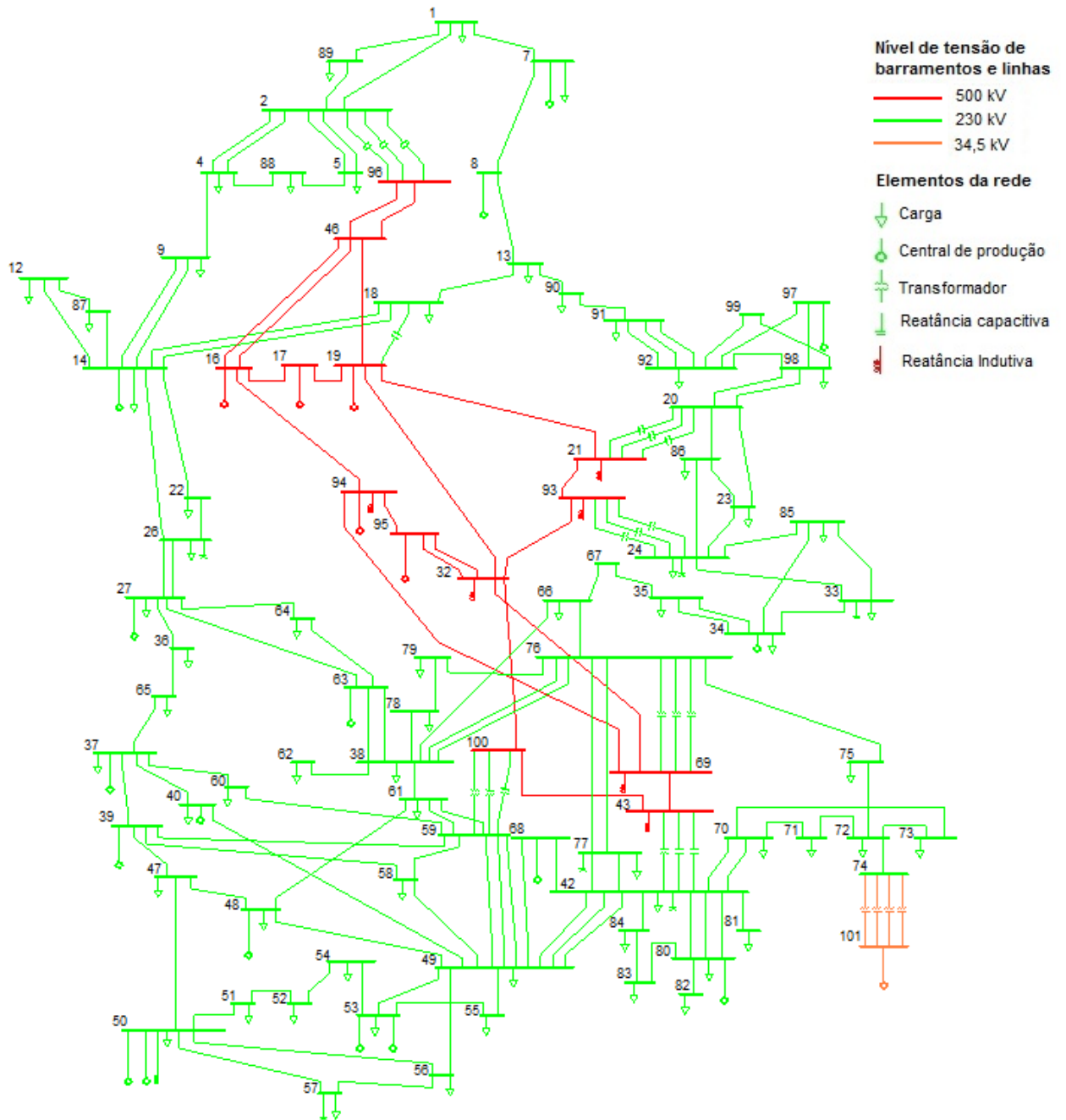
# ANEXO E

## Sistema Interligado Nacional da região sul do Brasil



**Nota:** Devido à grande dimensão do mapa de operação do ONS da região sul do Brasil não foi possível representá-lo com o detalhe conveniente, no entanto o mesmo mapa poderá ser consultado com uma melhor visualização em [2].

# Modelo da rede em PSS/E



# ***ANEXO F***

## ***Tensões nominais dos barramentos da rede modelizada***

## ANEXO F

Barramento			Barramento		
Nº	Nome	Tensão [kV]	Nº	Nome	Tensão [kV]
1	ASSIS	230	58	POLO PETROQU	230
2	LONDRINA-ELE	230	59	NOVA SAN RIT	230
4	MARINGÁ	230	60	LAJEADO 2	230
5	APUCARANA	230	61	SHARLAU	230
7	CHAVANTES	230	62	GARIBALDI 1	230
8	FIGUEIRA	230	63	MONTE CLARO	230
9	CAMPO MOURÃO	230	64	NOVA PRATA 2	230
12	CASCAVEL	230	65	TAPERA 2	230
13	PONTA GRO. N	230	66	CAX DO SUL 5	230
14	S. OSÓRIO	230	67	LAGEADO GRAN	230
16	S. SANTIAGO	500	68	CANOAS 2	230
17	SEGREDO	500	69	CAXIAS	500
18	AREIA	230	70	GRAVATAI 3	500
19	AREIA	500	71	FIBRAPLAC	230
20	CURITIBA	230	72	OSÓRIO 2	230
21	CURITIBA	500	73	ATLÂNTIDA 2	230
22	PATO BRANCO	230	74	PARQ OSÓRIO	230
23	JOINVILLE	230	75	TAQUARA	230
24	BLUMENAU	230	76	CAXIAS	230
26	XANXERÊ	230	77	CAMPO BOM	230
27	P. FUNDO	230	78	CAXI DO SUL 2	230
32	CAMPOS NOVOS	500	79	CASTERTECH	230
33	PALHOÇA	230	80	PORTO ALE-6	230
34	J. LACERDA	230	81	PORTO ALE-8	230
35	SIDERÓPOLIS	230	82	PORTO ALE-13	230
36	SANTA MARTA	230	83	PORTO ALE-4	230
37	P. REAL	230	84	PORTO ALE-10	230
38	FARROUPILHA	230	85	BIGUAÇU	230
39	ITAÚBA	230	86	JOINVIL NORT	230
40	VENÂNCIO AIR	230	87	FOZ DO CHOPI	230
42	GRAVATAI 2	230	88	SARANDI	230
43	GRAVATAI 1	500	89	LONDR-COPEL	230
46	IVAIPORÃ	500	90	PONTA GRO. S	230
47	SANTA CRUZ 1	230	91	BATEIAS	230
48	CHARQUEADAS	230	92	CAMPO COMPRI	230
49	CIDADE INDUS	230	93	BLUMENAU	500
50	P. MEDICI	230	94	ITÁ	500
51	CAMAQUÃ	230	95	MACHADINHO	500
52	GUAÍBA 2	230	96	LONDRINA-ELE	500
53	PORTO ALE-9	230	97	GRALHA AZUL	230
54	EL DOR. DO S	230	98	UMBARÁ	230
55	CANOAS 1	230	99	CID. IND. CURI	230
56	PELOTAS 3	230	100	N. SAN RITA	500
57	QUINTA	230	101	PARQ OSÓRIO	34,5

# ***ANEXO G***

## ***Características das linhas da rede modelizada***

# ANEXO G

Principais características elétricas das linhas											
Barramento inicial	Barramento final	id	Comprimento [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (b)	B [pu]	Capacidade [MVA]	Agente proprietário		
16	S. SANTIAGO	46	IVAIPORÁ	1	167,0	500	0,00140	0,02030	0,91537	1572,9	ELETROSUL
16	S. SANTIAGO	46	IVAIPORÁ	2	167,0	500	0,00118	0,01804	0,91537	1838,6	ARTEMIS
16	S. SANTIAGO	94	ITÁ	1	186,8	500	0,00132	0,02017	1,02390	1575,0	ELETROSUL
17	SEGREDO	16	S. SANTIAGO	1	60,5	500	0,00050	0,00780	0,33162	1260,0	ELETROSUL
19	AREIA	17	SEGREDO	1	56,7	500	0,00040	0,00610	0,31079	1575,0	ELETROSUL
19	AREIA	21	CURITIBA	1	235,2	500	0,00190	0,02780	1,28919	1260,0	ELETROSUL
19	AREIA	32	CAMPOS NOVOS	1	176,3	500	0,00130	0,01950	0,96634	1575,0	ELETROSUL
32	CAMPOS NOVOS	93	BLUMENAU	1	252,5	500	0,00178	0,02727	1,38402	1176,0	ECTE
32	CAMPOS NOVOS	100	N. SAN. RITA	1	273,0	500	0,00193	0,02948	1,49638	1533,0	RS ENERGIA
43	GRAVATAI 1	69	CAXIAS	1	78,8	500	0,00056	0,00851	0,43192	974,4	ELETROSUL
43	GRAVATAI 1	100	N. SAN. RITA	1	29,5	500	0,00021	0,00319	0,16170	1160,0	ELETROSUL
46	IVAIPORÁ	19	AREIA	1	173,2	500	0,00122	0,01871	0,94935	1572,9	ELETROSUL
46	IVAIPORÁ	96	LONDRINA-ELE	1	120,0	500	0,00085	0,01296	0,65775	1312,5	ELETROSUL
46	IVAIPORÁ	96	LONDRINA-ELE	2	120,0	500	0,00085	0,01296	0,65775	1470,0	UIRAPURU
69	CAXIAS	32	CAMPOS NOVOS	1	203,3	500	0,00144	0,02196	1,11434	974,4	ELETROSUL
94	ITÁ	69	CAXIAS	1	255,0	500	0,00180	0,02754	1,39772	1260,0	ELETROSUL
94	ITÁ	95	MACHADINHO	1	64,6	500	0,00046	0,00698	0,35409	1260,0	ELETROSUL
95	MACHADINHO	32	CAMPOS NOVOS	1	51,0	500	0,00036	0,00551	0,27954	1263,7	LUMITRANS
1	ASSIS	7	CHAVANTES	1	85,8	230	0,01210	0,06160	0,11196	220,8	CTEEP
2	LONDRINA-ELE	1	ASSIS	1	156,1	230	0,02919	0,14876	0,20369	172,3	ELETROSUL
2	LONDRINA-ELE	89	LONDR-COPEL	1	34,3	230	0,00641	0,03269	0,04476	244,7	ELETROSUL
4	MARINGÁ	2	LONDRINA-ELE	1	94,3	230	0,01763	0,08987	0,12305	172,3	ELETROSUL
4	MARINGÁ	2	LONDRINA-ELE	2	88,0	230	0,01646	0,08386	0,11483	189,5	ATE V
4	MARINGÁ	88	SARANDI	1	20,0	230	0,00374	0,01906	0,02610	139,8	COPEL-GT
5	APUCARANA	2	LONDRINA-ELE	1	46,4	230	0,00868	0,04422	0,06055	239,2	ELETROSUL
5	APUCARANA	2	LONDRINA-ELE	2	45,1	230	0,00640	0,03240	0,05885	232,3	COPEL-GT
7	CHAVANTES	8	FIGUEIRA	1	105,2	230	0,02000	0,10230	0,13727	162,8	COPEL-GT
8	FIGUEIRA	13	PONTA GRO. N	1	136,5	230	0,02640	0,13480	0,17812	123,1	COPEL-GT
9	CAMPO MOURÃO	4	MARINGÁ	1	79,9	230	0,01810	0,09240	0,10926	172,3	ELETROSUL
13	PONTA GRO. N	18	AREIA	1	181,6	230	0,03540	0,18050	0,23697	183,5	ELETROSUL
13	PONTA GRO. N	90	PONTA GROS. S	1	22,1	230	0,00413	0,02106	0,02884	134,6	COPEL-GT
14	S. OSÓRIO	9	CAMPO MOURÃO	1	181,2	230	0,03440	0,17560	0,23644	218,0	ELETROSUL
14	S. OSÓRIO	9	CAMPO MOURÃO	2	181,3	230	0,03440	0,17560	0,23657	218,0	ELETROSUL
14	S. OSÓRIO	12	CASCAVEL	1	80,3	230	0,01450	0,07400	0,10478	145,4	COPEL-GT
14	S. OSÓRIO	18	AREIA	1	160,5	230	0,02970	0,15140	0,20943	184,0	ELETROSUL
14	S. OSÓRIO	18	AREIA	2	160,3	230	0,02970	0,15140	0,20917	184,0	ELETROSUL
14	S. OSÓRIO	87	FOZ DO CHOPI	1	14,3	230	0,00267	0,01363	0,01866	213,9	COPEL-GT

# ANEXO G

Principais características elétricas das linhas											
Barramento inicial	Barramento final		id	Comprimento [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (b)	B [pu]	Capacidade [MVA]	Agente proprietário	
22	PATO BRANCO	14	S. OSÓRIO	1	85,9	230	0,01650	0,08400	0,11209	188,4	ELETROSUL
23	JOINVILLE	20	CURITIBA	1	99,7	230	0,01830	0,09320	0,13010	218,0	ELETROSUL
23	JOINVILLE	86	JOINVIL NORT	1	5,5	230	0,00103	0,00524	0,00718	218,0	ELETROSUL
24	BLUMENAU	23	JOINVILLE	1	67,0	230	0,01520	0,07740	0,08743	176,4	ELETROSUL
24	BLUMENAU	86	JOINVIL NORT	1	73,0	230	0,01365	0,06957	0,09526	176,4	ELETROSUL
26	XANXERÊ	14	S. OSÓRIO	1	162,0	230	0,03160	0,16140	0,21139	188,4	ELETROSUL
26	XANXERÊ	22	PATO BRANCO	1	79,6	230	0,01550	0,07900	0,10387	188,4	ELETROSUL
27	P. FUNDO	26	XANXERÊ	1	79,3	230	0,01630	0,08320	0,10348	188,4	ELETROSUL
27	P. FUNDO	26	XANXERÊ	2	79,2	230	0,01630	0,08320	0,10335	188,4	ELETROSUL
27	P. FUNDO	64	NOVA PRATA 2	1	195,6	230	0,03658	0,18641	0,25523	131,3	ELETROSUL
33	PALHOÇA	24	BLUMENAU	1	133,9	230	0,02840	0,14480	0,17472	176,4	ELETROSUL
34	J. LACERDA	33	PALHOÇA	1	120,6	230	0,02255	0,11493	0,15737	176,4	ELETROSUL
34	J. LACERDA	85	BIGUAÇU	1	129,5	230	0,02422	0,12341	0,16898	176,4	ELETROSUL
35	SIDERÓPOLIS	34	J. LACERDA	1	49,4	230	0,00960	0,04910	0,06446	176,4	ELETROSUL
35	SIDERÓPOLIS	34	J. LACERDA	2	47,3	230	0,00960	0,04910	0,06172	176,4	ELETROSUL
36	SANTA MARTA	27	P. FUNDO	1	96,0	230	0,01790	0,09150	0,12527	172,0	CEEE GT
36	SANTA MARTA	65	TAPERA 2	1	59,5	230	0,01113	0,05670	0,07764	147,0	CEEE GT
37	P. REAL	60	LAJEADO 2	1	141,6	230	0,02648	0,13494	0,18477	184,2	CEEE GT
38	FARROUPILHA	62	GARIBALDI 1	1	22,0	230	0,00411	0,02097	0,02871	222,2	CEEE GT
38	FARROUPILHA	63	MONTE CLARO	1	29,0	230	0,00542	0,02764	0,03784	168,8	ELETROSUL
38	FARROUPILHA	63	MONTE CLARO	2	30,7	230	0,00574	0,02926	0,04006	168,8	ELETROSUL
38	FARROUPILHA	66	CAX DO SUL 5	1	32,0	230	0,00598	0,03050	0,04176	168,8	ELETROSUL
39	ITAÚBA	37	P. REAL	1	30,0	230	0,00550	0,02830	0,03915	211,4	CEEE GT
39	ITAÚBA	47	SANTA CRUZ 1	1	128,0	230	0,02394	0,12198	0,16702	211,4	CEEE GT
40	VENÂNCIO AIR	37	P. REAL	1	136,0	230	0,02510	0,12810	0,17749	147,0	CEEE GT
40	VENÂNCIO AIR	49	CIDADE INDUS	1	101,5	230	0,01899	0,09677	0,13250	147,0	CEEE GT
42	GRAVATAI 2	70	GRAVATAI 3	1	10,3	230	0,00193	0,00982	0,01344	196,9	ELETROSUL
42	GRAVATAI 2	70	GRAVATAI 3	2	10,3	230	0,00193	0,00982	0,01344	196,9	CEEE GT
42	GRAVATAI 2	80	PORTO ALE-6	1	29,2	230	0,00546	0,02783	0,03810	172,0	CEEE GT
42	GRAVATAI 2	80	PORTO ALE-6	2	29,2	230	0,00546	0,02783	0,03810	172,0	CEEE GT
42	GRAVATAI 2	80	PORTO ALE-6	3	29,7	230	0,00555	0,02830	0,03875	229,5	CEEE GT
42	GRAVATAI 2	81	PORTO ALE-8	1	17,2	230	0,00322	0,01639	0,02244	231,2	CEEE GT
47	SANTA CRUZ 1	48	CHARQUEADAS	1	97,0	230	0,01814	0,09244	0,12657	211,4	CEEE GT
47	SANTA CRUZ 1	50	P. MEDICI	1	233,0	230	0,04357	0,22205	0,30404	188,1	ELETROSUL
48	CHARQUEADAS	49	CIDADE INDUS	1	46,9	230	0,00877	0,04470	0,06120	110,4	CEEE GT
48	CHARQUEADAS	61	SHARLAU	1	73,0	230	0,01364	0,06953	0,09520	147,0	CEEE GT

# ANEXO G

Principais características elétricas das linhas											
Barramento inicial	Barramento final	id	Comprimento [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (b)	B [pu]	Capacidade [MVA]	Agente proprietário		
49	CIDADE INDUS	42	GRAVATAI 2	1	12,5	230	0,00234	0,01191	0,01631	211,4	CEEE GT
49	CIDADE INDUS	42	GRAVATAI 2	2	12,5	230	0,00234	0,01191	0,01631	211,4	CEEE GT
49	CIDADE INDUS	42	GRAVATAI 2	3	12,5	230	0,00234	0,01191	0,01631	211,4	CEEE GT
49	CIDADE INDUS	58	POLO PETROQU	1	23,6	230	0,00441	0,02246	0,03076	211,4	CEEE GT
49	CIDADE INDUS	68	CANOAS 2	1	9,5	230	0,00177	0,00903	0,01237	211,4	CEEE GT
50	P. MEDICI	51	CAMAQUÃ	1	197,0	230	0,03684	0,18774	0,25706	196,9	CEEE GT
50	P. MEDICI	56	PELOTAS 3	1	135,0	230	0,02525	0,12866	0,17616	210,5	CEEE GT
50	P. MEDICI	57	QUINTA	1	135,3	230	0,02529	0,12889	0,17649	196,9	CEEE GT
51	CAMAQUÃ	52	GUAÍBA 2	1	87,5	230	0,01636	0,08339	0,11418	196,9	CEEE GT
52	GUAÍBA 2	54	EL DOR. DO S	1	21,0	230	0,00393	0,02001	0,02740	196,9	CEEE GT
53	PORTO ALE-9	49	CIDADE INDUS	1	15,0	230	0,00281	0,01430	0,01957	196,9	CEEE GT
53	PORTO ALE-9	55	CANOAS 1	1	3,2	230	0,00059	0,00300	0,00411	196,9	CEEE GT
54	EL DOR. DO S	53	PORTO ALE-9	1	21,0	230	0,00393	0,02001	0,02740	196,9	CEEE GT
55	CANOAS 1	49	CIDADE INDUS	1	11,6	230	0,00216	0,01101	0,01507	196,9	CEEE GT
56	PELOTAS 3	49	CIDADE INDUS	1	247,9	230	0,04635	0,23622	0,32344	196,9	CEEE GT
57	QUINTA	56	PELOTAS 3	1	43,9	230	0,00820	0,04180	0,05723	196,9	CEEE GT
58	POLO PETROQU	39	ITAÚBA	1	196,9	230	0,03681	0,18761	0,25688	211,4	CEEE GT
58	POLO PETROQU	59	NOVA SAN RIT	1	10,9	230	0,00204	0,01039	0,01422	364,6	CEEE GT
59	NOVA SAN RIT	39	ITAÚBA	1	204,6	230	0,03826	0,19498	0,26698	246,8	CEEE GT
59	NOVA SAN RIT	49	CIDADE INDUS	1	22,5	230	0,00421	0,02144	0,02936	211,4	CEEE GT
59	NOVA SAN RIT	49	CIDADE INDUS	2	22,4	230	0,00419	0,02135	0,02923	211,4	CEEE GT
59	NOVA SAN RIT	49	CIDADE INDUS	3	23,7	230	0,00443	0,02259	0,03093	184,2	CEEE GT
60	LAJEADO 2	59	NOVA SAN RIT	1	91,8	230	0,01717	0,08749	0,11979	184,2	CEEE GT
61	SHARLAU	38	FARROUPILHA	1	70,8	230	0,01323	0,06744	0,09235	147,0	CEEE GT
61	SHARLAU	59	NOVA SAN RIT	1	23,0	230	0,00430	0,02192	0,03001	147,0	IE SUL
61	SHARLAU	59	NOVA SAN RIT	2	23,0	230	0,00430	0,02192	0,03001	147,0	IE SUL
63	MONTE CLARO	27	P. FUNDO	1	213,2	230	0,03987	0,20318	0,27820	131,3	ELETROSUL
63	MONTE CLARO	64	NOVA PRATA 2	1	28,8	230	0,00539	0,02745	0,03758	131,3	ELETROSUL
65	TAPERA 2	37	P. REAL	1	59,2	230	0,01107	0,05642	0,07725	147,0	CEEE GT
66	CAX DO SUL 5	67	LAGEADO GRAN	1	65,6	230	0,01227	0,06254	0,08563	168,8	ELETROSUL
67	LAGEADO GRAN	35	SIDERÓPOLIS	1	121,9	230	0,02280	0,11617	0,15906	168,8	ELETROSUL
68	CANOAS 2	42	GRAVATAI 2	1	9,6	230	0,00180	0,00917	0,01255	211,4	CEEE GT
70	GRAVATAI 3	71	FIBRAPLAC	1	25,5	230	0,00477	0,02432	0,03330	196,9	CEEE GT
70	GRAVATAI 3	73	ATLÂNTIDA 2	1	102,0	230	0,01907	0,09721	0,13310	184,5	ELETROSUL
71	FIBRAPLAC	72	OSÓRIO 2	1	46,9	230	0,00877	0,04470	0,06120	196,9	CEEE GT
72	OSÓRIO 2	73	ATLÂNTIDA 2	1	36,0	230	0,00673	0,03431	0,04698	184,5	ELETROSUL

# ANEXO G

Principais características elétricas das linhas											
Barramento inicial		Barramento final		id	Comprimento [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (b)	B [pu]	Capacidade [MVA]	Agente proprietário
72	OSÓRIO 2	74	PARQ OSÓRIO	1	8,0	230	0,00150	0,00762	0,01044	184,5	VENTOS DO SUL
72	OSÓRIO 2	75	TAQUARA	1	55,0	230	0,01029	0,05242	0,07177	246,8	CEEE GT
75	TAQUARA	76	CAXIAS	1	55,0	230	0,01029	0,05242	0,07177	246,8	CEEE GT
76	CAXIAS	38	FARROUPILHA	1	22,9	230	0,00428	0,02181	0,02987	172,0	CEEE GT
76	CAXIAS	38	FARROUPILHA	2	22,9	230	0,00428	0,02181	0,02987	172,0	CEEE GT
76	CAXIAS	66	CAX DO SUL 5	1	25,0	230	0,00468	0,02383	0,03262	196,0	ELETROSUL
76	CAXIAS	77	CAMPO BOM	1	61,4	230	0,01148	0,05850	0,08011	202,2	CEEE GT
76	CAXIAS	77	CAMPO BOM	2	61,4	230	0,01148	0,05850	0,08011	172,0	CEEE GT
76	CAXIAS	79	CASTERTECH	1	19,5	230	0,00365	0,01858	0,02545	246,8	CEEE GT
77	CAMPO BOM	42	GRAVATAI 2	1	21,4	230	0,00400	0,02039	0,02792	172,0	CEEE GT
77	CAMPO BOM	42	GRAVATAI 2	2	22,4	230	0,00418	0,02132	0,02919	172,0	CEEE GT
78	CAX DO SUL 2	38	FARROUPILHA	1	22,6	230	0,00422	0,02151	0,02945	211,4	CEEE GT
79	CASTERTECH	78	CAX DO SUL 2	1	3,7	230	0,00069	0,00353	0,00483	246,8	CEEE GT
80	PORTO ALE-6	82	PORTO ALE-13	1	10,1	230	0,00189	0,00963	0,01318	196,9	CEEE GT
80	PORTO ALE-6	83	PORTO ALE-4	1	10,2	230	0,00191	0,00972	0,01331	244,3	CEEE GT
83	PORTO ALE-4	84	PORTO ALE-10	1	3,5	230	0,00066	0,00336	0,00461	244,3	CEEE GT
84	PORTO ALE-10	42	GRAVATAI 2	1	36,0	230	0,00673	0,03432	0,04699	229,5	CEEE GT
85	BIGUAÇU	24	BLUMENAU	1	116,4	230	0,02177	0,11093	0,15189	176,4	ELETROSUL
85	BIGUAÇU	33	PALHOÇA	1	17,0	230	0,00318	0,01620	0,02218	233,0	ELETROSUL
86	JOINVIL NORT	20	CURITIBA	1	100,7	230	0,01883	0,09597	0,13140	218,0	ELETROSUL
87	FOZ DO CHOPI	12	CASCADEL	1	78,0	230	0,01459	0,07433	0,10178	145,4	COPEL-GT
88	SARANDI	5	APUCARANA	1	42,4	230	0,00793	0,04041	0,05533	139,8	COPEL-GT
89	LONDR-COPEL	1	ASSIS	1	115,6	230	0,02162	0,11017	0,15084	229,8	ELETROSUL
90	PONTA GRO. S	91	BATEIAS	1	90,2	230	0,01687	0,08596	0,11770	134,3	COPEL-GT
91	BATEIAS	92	CAMPO COMPRI	1	14,0	230	0,00262	0,01334	0,01827	216,0	COPEL-GT
91	BATEIAS	92	CAMPO COMPRI	2	17,8	230	0,00333	0,01696	0,02323	216,0	COPEL-GT
91	BATEIAS	92	CAMPO COMPRI	3	17,8	230	0,00333	0,01696	0,02323	212,8	COPEL-GT
92	CAMPO COMPRI	98	UMBARÁ	1	26,4	230	0,00494	0,02516	0,03445	159,6	COPEL-GT
92	CAMPO COMPRI	99	CID. IND. CURI	1	16,7	230	0,00312	0,01592	0,02179	246,8	COPEL-GT
97	GRALHA AZUL	92	CAMPO COMPRI	1	23,5	230	0,00439	0,02240	0,03066	250,2	COPEL-GT
97	GRALHA AZUL	98	UMBARÁ	1	4,2	230	0,00079	0,00400	0,00548	250,2	COPEL-GT
98	UMBARÁ	20	CURITIBA	1	25,0	230	0,00468	0,02383	0,03262	159,6	ELETROSUL
98	UMBARÁ	20	CURITIBA	2	25,0	230	0,00468	0,02383	0,03262	159,6	ELETROSUL
99	CID. IND. CURI	98	UMBARÁ	1	8,7	230	0,00163	0,00829	0,01135	246,8	COPEL-GT

## ANEXO G

Parâmetros Característicos (c)		
Linha 230kV		
R [pu/Km]	X [pu/km]	B [pu/km]
0,000187	0,000953	0,00130488
Linha 500kV		
R [pu/Km]	X [pu/km]	B [pu/km]
0,00000706	0,000108	0,00548125

**Nota:**

- (a) Os valores de R com preenchimento a amarelo são baseados na rede simplificada de 1980 [9]
- (b) Os valores de X com preenchimento a amarelo são baseados na rede simplificada de 1980 [9]
- (c) Os restantes valores de R e X e todos os valores de B são baseados nos respetivos parâmetros característicos para as linhas de 230kV e 500kV, referidos na tabela acima

# ***ANEXO H***

## ***Características da carga das subestações da rede modelizada***

# ANEXO H

Subestações								
Barramento		Transformadores			Potência			
Nº	Nome	Unidades	Potência/Uni [MVA]	Tensão pri/sec [kV]	P. Instalada (tgφ=0,3) [MW] (d)	Q. Instalada (tgφ=0,3) [MVar] (e)	Carga a 50% da P. Instalada (tgφ=0,3) [MW]	Carga a 50% da Q. Instalada (tgφ=0,3) [MVar]
1	ASSIS	2	38,2	230/88	73	22	37	11
4	MARINGÁ	2	150	230/138	287	86	144	43
5	APUCARANA	2	150	230/138	287	86	144	43
7	CHAVANTES	2	40	230/88	77	23	39	12
9	CAMPO MOURÃO	2	150	230/138	287	86	144	43
12	CASCAVEL	3	150	230/138	431	129	216	65
13	PONTA GRO. N	2	75	230/138	239	72	120	36
		2	50	230/34,5				
14	S. OSÓRIO	1	33,3	230/69	32	10	16	5
18	AREIA	2	150	230/138	287	86	144	43
22	PATO BRANCO	2	67,5	230/138	129	39	65	20
23	JOINVILLE	1	75	230/138	551	165	276	83
		2	150					
		1	100	230/69				
		1	100					
24	BLUMENAU	3	150	230/138	592	178	296	89
		1	168					
26	XANXERÊ	2	150	230/138	431	129	216	65
		2	75					
27	P. FUNDO	2	84	230/138	161	48	81	24
33	PALHOÇA	1	150	230/138	368	110	184	55
		1	84					
		2	75					
34	J. LACERDA	2	79,4	230/138	311	93	156	47
		2	83	230/69				
35	SIDERÓPOLIS	1	100	230/69	349	105	175	53
		3	88					
36	SANTA MARTA	2	75	230/138	223	67	112	34
		1	83	230/69				
37	P. REAL	1	150	230/138	144	43	72	22
38	FARROUPILHA	2	88	230/69	169	51	85	26
40	VENÂNCIO AIR	2	75	230/69	144	43	72	22
42	GRAVATAI 2	2	165	230/69	364	109	182	55
		1	50	230/23				
47	SANTA CRUZ 1	2	83	230/69	159	48	80	24
48	CHARQUEADAS	1	88	230/69	84	25	42	13
49	CIDADE INDUS	2	150	230/138	383	115	192	58
		2	50	230/23				
50	P. MEDICI	1	115	230/138	110	33	55	17
51 (a)	CAMAQUÃ	2	83	230/69	159	48	48	14
52 (b)	GUAÍBA 2	2	50	230/69	96	29	38	12
53	PORTO ALE-9	2	165	230/69	374	112	187	56
		1	60	230/13,8				
54 (b)	EL DOR. DO S	1	50	230/23	48	14	19	6
55	CANOAS 1	1	50	230/23	48	14	24	7
56	PELOTAS 3	2	83	230/138	159	48	80	24
57	QUINTA	1	50	230/138	206	62	103	31
		1	165	230/69				
58	POLO PETROQU	2	50	230/69	383	115	192	58
		4	75	230/34,5				
60	LAJEADO 2	2	83	230/69	159	48	80	24
61	SHARLAU	3	150	230/138	479	144	240	72
		1	50	230/23				
62	GARIBALDI 1	2	83	230/69	159	48	80	24
64	NOVA PRATA 2	2	50	230/69	96	29	48	15
65	TAPERA 2	2	83	230/69	159	48	80	24
66	CAX DO SUL 5	1	165	230/69	254	76	127	38
		2	50	230/13,8				

## ANEXO H

Subestações								
Barramento		Transformadores			Potência			
Nº	Nome	Unidades	Potência/Uni [MVA]	Tensão pri/sec [kV]	P. Instalada (tgφ=0,3) [MW] (d)	Q. Instalada (tgφ=0,3) [MVA] (e)	Carga a 50% da P. Instalada (tgφ=0,3) [MW]	Carga a 50% da Q. Instalada (tgφ=0,3) [MVA]
71	FIBRAPLAC	1	20	230/13,8	19	6	10	3
72	OSÓRIO 2	3	83	230/69	238	72	119	36
73 (c)	ATLÂNTIDA 2	3	83	230/69	238	72	107	32
75	TAQUARA	1	150	230/138	144	43	72	22
77	CAMPO BOM	3	83	230/69	334	100	167	50
		2	50	230/23				
78	CAXI DO SUL 2	1	165	230/69	158	47	79	24
79	CASTERTECH	2	25	230/13,8	48	14	24	7
80	PORTO ALE-6	2	83	230/69	207	62	104	31
		1	50	230/13,8				
81	PORTO ALE-8	2	83	230/69	159	48	80	24
82	PORTO ALE-13	2	50	230/13,8	96	29	48	15
83	PORTO ALE-4	5	50	230/13,8	239	72	120	36
84	PORTO ALE-10	2	83	230/69	207	62	104	31
		1	50	230/13,8				
85	BIGUAÇU	2	150	230/138	287	86	144	43
86	JOINVIL NORT	2	150	230/138	287	86	144	43
87	FOZ DO CHOPI	1	150	230/138	144	43	72	22
88	SARANDI	1	150	230/138	144	43	72	22
89	LONDR-COPEL	2	150	230/138	287	86	144	43
90	PONTA GRO. S	1	75	230/138	216	65	108	33
		1	50					
		2	50	230/34,5				
91	BATEIAS	2	150	230/138	287	86	144	43
92	CAMPO COMPRI	2	120	230/69	326	98	163	49
		2	50	230/13,8				
98	UMBARÁ	2	150	230/69	287	86	144	43

**Nota:**

- a) A carga encontra-se a 30% da potência instalada
- b) A carga encontra-se a 40% da potência instalada
- c) A carga encontra-se a 45% da potência instalada
- d) A potência ativa instalada foi calculada com uma tgφ=0,3
- e) A potência reativa instalada foi calculada com uma tgφ=0,3

# ***ANEXO I***

## ***Características das baterias de condensadores, reatâncias indutivas e transformadores***

# ANEXO I

Barramento	Nome	Tensão [kV]	Baterias de condensadores instalados [MVar]	Baterias de reatâncias indutivas instaladas [MVar]
21	CURITIBA	500	0	
32	CAMPOS NOVOS	500	-	100
43	GRAVATAI 1	500	0	
69	CAXIAS	500	-	100
93	BLUMENAU	500	0	
94	ITÁ	500	-	150
24	BLUMENAU	230	250	-
26	XANXERÊ	230	80	-
33	PALHOÇA	230	50	-
42	GRAVATAI 2	230	400	-
50	P. MEDICI	230	0	-
57	QUINTA	230	25	-
77	CAMPO BOM	230	100	-

Transformadores				
Subestação	Unidades	Tensão pri/sec [kV]	Potência nominal/Uni [MVA]	X [pu]
BLUMENAU	3	500/230	672	0,1191
CAXIAS	3	500/230	672	0,1191
GRAVATAI 1	3	500/230	672	0,1191
CURITIBA	3	500/230	672	0,1191
AREIA	1	500/230	672	0,1191
LONDRINA-ELE	3	500/230	672	0,1191
NOVA SAN RIT	3	500/230	672	0,1191
PARQ OSÓRIO	4	230/34,5	50	0,0991

# ***ANEXO J***

## ***Características dos geradores e compensadores síncronos***

## ANEXO J

Geração						
Barramento		Potência				
Nº	Nome	Potência instalada/máxima [MW]	Potência gerada [MW]	S nom [MVA] (tgφ=0,3) (a)	Q máxima [MVar] (tgφ=0,3) (b)	Q min [MVar] (c)
7	CHAVANTES	414	190	432	124	-118
8	FIGUEIRA	20	8	21	6	-6
14	S. OSÓRIO	1078	400	1125	323	-307
16	S. SANTIAGO	1420	800	1483	426	-405
17	SEGREDO	1260	1100	1315	378	-359
19	AREIA	1676	Referência	1750	503	-478
27	P. FUNDO	226	130	236	68	-64
34	J. LACERDA	757	530	790	227	-216
37	P. REAL	158	100	165	47	-45
39	ITAÚBA	500	330	522	150	-143
48	CHARQUEADAS	92	50	96	28	-26
50	P.MEDICI	796	520	831	239	-227
53	PORTO ALE-9	24	22	25	7	-7
63	MONTE CLARO	359	200	375	108	-102
68	CANOAS 2	160	150	167	48	-46
94	ITÁ	1450	700	1514	435	-413
95	MACHADINHO	1140	650	1190	342	-325
97	GRALHA AZUL	480	336	501	144	-137
101	PARQ OSÓRIO	150	15 (10% P. instalada)	157	45	-43
			53,25 (P. Média)			
			120 (80% P. instalada)			
103	NOVA EOLICA	1205,2	120,52 (10% P. instalada)	1258	362	-343
			427 (P. média)			
			964 (80% P. instalada)			

Compensadores Síncronos			
Barramento		Potência	
Nº	Nome	Q min [MVar]	Q máx [MVar]
40	VENÂNCIO AIR	-8	19
53	PORTO ALE-9	-8	19
80	PORTO ALE-6	-15	30

**Nota:**

- (a) O valor da potência aparente nominal do gerador foi calculado com uma  $tg\phi=0,3$
- (b) O valor da potência reativa máxima foi calculada com uma  $tg\phi=0,3$
- (c) O valor da potência reativa mínima foi calculado considerando 95% da potência máxima