



Bruna Filipa Moreira Bruno

Licenciatura em
Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Desenvolvimento de Metodologia e Ferramenta de Apoio à Decisão da Ligação à Rede Elétrica de Fontes de Energia Renovável

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da
Silva Reis, Professor Adjunto, ISEL/IPL

Júri

Presidente: Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva,
Professor Associado, FCT/UNL

Arguentes: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira,
Professor Auxiliar, FCT/UNL

Vogais: Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Setembro 2018



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Desenvolvimento de metodologia e ferramenta de apoio à decisão de ligação à rede elétrica de fontes de energia renovável.

Copyright © Bruna Filipa Moreira Bruno, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

*Para os meus pais e familiares, os meus amigos, os meus professores, os meus colegas,
e para todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o meu desenvolvimento
pessoal e profissional.*

*“If you want to go fast, go alone. If you want to go far, go together.”
Provérbio Africano*

Agradecimentos

Quando comecei a pensar nas pessoas a quem queria revelar o meu carinho pelo seu apoio, pelas sugestões e pelo trabalho que tornaram o culminar desta jornada uma realidade, a lista não parava de aumentar.

Em primeiro lugar, quero fazer um profundo agradecimento à instituição que me acolheu nestes últimos anos, a Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, aos seus Professores e Staff. Obrigada por me concederem o conhecimento e ferramentas necessários para alcançar mais uma etapa académica, e cujo valor irei reconhecer para o resto da minha vida.

Depois, ao Professor Doutor Francisco Reis por ter sido professor e mais tarde orientador, ambos com letra inicial maiúscula. Um forte e sincero agradecimento por toda a compreensão, disponibilidade, boa disposição e paciência demonstrados ao longo deste percurso. Obrigada por todos os conselhos e sugestões dadas relativamente ao tema em estudo, e por ser um exemplo profissional e familiar.

De seguida quero agradecer à minha família, nomeadamente ao meu pai e à minha mãe que sempre me apoiaram nas minhas escolhas, lidaram com o meu mau humor nas épocas de provas, e aceitaram que as caixas de café no armário já não lhes pertenciam. Obrigada por todas as lições, por me manterem alerta, por me acompanharem, e ajudarem ainda mais nesta reta final. Esta dissertação é tão vossa quanto minha.

Também quero agradecer aos meus amigos, a família que escolhi, por todas as vezes que não estive presente devido a compromissos académicos, por todas as vezes que ouviram os meus desabafos, e por todas as vezes que me apoiaram e acrescentaram. Obrigada por estarem comigo. Um especial agradecimento para o meu amigo Eng^o. Alexandre

Nogueira pela sua disponibilidade, partilha de conhecimento e sugestões que foram incrivelmente valiosas.

Por fim, quero agradecer aos meus colegas de curso e ao pessoal da Spark Agency, por me ensinarem o verdadeiro significado de interajuda e de companheirismo. Obrigada por me acompanharem nesta aventura.

Obrigada do fundo do coração por tudo, e a que o futuro traga o maior sucesso para todos nós.

Resumo

Os objetivos desta dissertação são desenvolver uma metodologia e uma ferramenta de apoio à decisão para definir e identificar qual a melhor solução técnica e económica de ligação à rede elétrica no ponto de entrega, na ótica do promotor ou operador de redes.

Inicialmente são identificados os fatores que influenciam a definição da ligação à rede, do ponto de vista de planeamento, como por exemplo são as diferentes tipologias de linha (simples e dupla), os níveis de tensão (60kV, 150kV, 220kV e 400kV), os valores de comprimento e valores de potência injetada no ponto de ligação à rede, para a realidade Portuguesa.

Posteriormente, é proposta uma metodologia de apoio à decisão que resulta no apuramento das soluções de ligação técnicas viáveis para todos os tipos de linha e níveis de tensão, e vários cenários de potência de curto-circuito, respetivamente, S_{cc} infinito, máximo e mínimo.

Por último, foi igualmente desenvolvido um modelo preditivo de dados que permitiu desenvolver uma ferramenta de apoio à decisão, criada sobre tecnologia *open source*, que oferece uma interface simples e fácil de utilizar, e permite ao promotor e/ou operador da rede determinar a solução técnica-económica mais adequada à sua realidade.

Os objetivos propostos para esta dissertação foram alcançados.

Palavras-Chave: Trânsito de energia; Ponto de ligação à rede elétrica; Custos de Referência; Energias Renováveis; Energia Eólica.

Abstract

This dissertation aims to develop a methodology and a decision support tool to define and identify the best technical and economic solution at the point of delivery to the power grid, from the perspective of a promoter or operator of a grid.

Initially, the factors influencing the definition of the connection to the network are identified from a planning point of view, such as the different types of electrical transmission lines (single and double), the voltage levels (60kV, 150kV, 220kV and 400kV), the length and values of power injected at the point of connection to the network, for the Portuguese reality.

Subsequently, a decision support methodology is proposed, which results in the determination of all the viable technical solutions for all line types and voltage levels, and various short-circuit power scenarios respectively, infinite, maximum and minimum.

Finally, a predictive data model was developed that allowed the development of a decision support tool, created on open source technology, that offers a user-friendly interface and allows the promotor and/or operator of the power grid to determine the most appropriate technical-economic solution to their reality.

Keywords: Power flow; Point of Connection (PoC); Reference Costs; Renewable energies; Wind Energy.

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice	xi
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivação	1
1.2 Âmbito e Objetivos	2
1.3 Estrutura	3
2 Energia Eólica	5
2.1 A Energia Eólica no Mundo	6
2.2 A Energia Eólica em Portugal	9
2.3 Organização do Sistema Elétrico Nacional	11
2.3.1 <i>Produção</i>	13
2.3.2 <i>Transporte</i>	14
2.3.3 <i>Distribuição</i>	14
2.3.4 <i>Comercialização</i>	15
2.4 Políticas de Difusão da Energia Eólica	16
2.4.1 <i>Licenciamento de Parques Eólicos</i>	17
2.4.2 <i>Tarifários de Venda da Energia Eólica</i>	20

3	Condições Técnico-Económicas de Ligação à Rede Elétrica de uma FER	23
3.1	Síntese do Processo de Ligação um Produtor	24
3.1.1	<i>Ligação em Alta Tensão</i>	28
3.1.2	<i>Ligação em Muito Alta Tensão</i>	30
3.2	Identificação dos Fatores Determinantes de uma Ligação	32
3.2.1	<i>Nível de Tensão, Tipologia e Comprimento das Linhas Elétricas</i>	32
3.2.2	<i>Potência de Curto-Circuito</i>	35
3.2.3	<i>SCR - Short Circuit Ratio</i>	36
3.2.4	<i>Relação X/R</i>	37
3.2.5	<i>Custos de Ligação</i>	38
3.3	Metodologia do estudo do Processo de Ligação	40
3.3.1	<i>Tecnologia dos Geradores Eólicos</i>	42
3.3.2	<i>Análise e Discussão de Resultados</i>	42
4	Ferramenta de Apoio ao Cálculo da Solução de Ligação à Rede	53
4.1	Modelo Preditivo dos Dados	53
4.2	Aplicação Web	65
4.3	Caso de Estudo – Parque Eólico do Alto Minho	71
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	75
5.1	Conclusões	75
5.2	Trabalhos Futuros	76
	Referências	79
	Anexos	83
A1	Tabelas de Queda de Tensão nas Linhas	85
A2	Resultados do Modelo Preditivo de Dados	109

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Total de potência instalada [MW] para a energia eólica mundialmente entre 2001 e 2017 [4].....	7
Figura 2.2 – Países líderes das novas capacidades instaladas (esquerda) e dos acumulado das capacidades existentes, a nível mundial no ano de 2017 (direita) [4].....	8
Figura 2.3 – Esquema simplificado da organização geral do SEN, tal como está estabelecida no DL 29/2006 [2]	13
Figura 2.4 – Promotores de parques eólicos por capacidade instalada em 2017 [25]....	19
Figura 3.1 – Código do Ponto de Entrega [15].....	25
Figura 3.2 – Fluxo do estabelecimento de uma ligação de Produtores em Regime Especial ao abrigo do DL 172/2006 [15].....	27
Figura 3.3 – Ligação em antena de uma instalação em Alta Tensão sem posto de corte [15]	28
Figura 3.4 – Ligação em π de uma instalação em Alta Tensão com posto de corte [15]29	
Figura 3.5 – Resumo da tramitação de ligação à rede AT [15].	30
Figura 3.6 – Resumo da tramitação de ligação à rede MAT	31
Figura 3.7 – Esquema equivalente em π nominal de uma linha de transmissão [32].....	34
Figura 3.8 – Esquema de montagem de uma linha simples com painéis de linha.....	39
Figura 3.9 – Esquemas de montagem de uma linha dupla com painéis de linha	39
Figura 3.10 – Esquema de ligação de um parque eólico	40
Figura 3.11 - Esquema modular de um sistema com 2 barramentos representativo da ligação de FER à rede	41
Figura 3.12 – Esquema unifilar de um sistema com 2 barramentos representativo da ligação de FER à rede	41

Figura 3.13 - Esquema unifilar de um sistema com 3 barramentos representativo da ligação de FER à rede	42
Figura 4.1 - Superfície da linha simples de 60 kV com S_{cc} infinito	58
Figura 4.2 - Superfície da linha simples de 60 kV com S_{cc} máximo.....	58
Figura 4.3 - Superfície da linha simples de 60 kV com S_{cc} mínimo	59
Figura 4.4 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista frontal	59
Figura 4.5 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista de perfil direito	60
Figura 4.6 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista de perfil esquerdo	60
Figura 4.7 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista do topo	61
Figura 4.8 - Superfície da linha dupla de 60 kV com S_{cc} infinito	61
Figura 4.9 - Superfície da linha dupla de 60 kV com S_{cc} máximo.....	62
Figura 4.10 - Superfície da linha dupla de 60 kV com S_{cc} mínimo.....	62
Figura 4.11 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista frontal	63
Figura 4.12 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista de perfil direito	63
Figura 4.13 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista de perfil esquerdo	64
Figura 4.14 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista do topo.....	64
Figura 4.15 - Fluxograma para cálculo do preço das linhas.....	67
Figura 4.16 – Fluxograma para cálculo do preço dos painéis de linha.	67
Figura 4.17 - Página inicial da ferramenta de apoio à decisão do processo de ligação..	68
Figura 4.18 – Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um promotor que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW	69
Figura 4.19 - Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um promotor que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW	70
Figura 4.20 - Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um operador que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW	71
Figura 4.21 – Localização geográfica do parque eólico do Alto Minho I.....	72

Figura 4.22 - Soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para o promotor da ligação.....	73
Figura 4.23 - Soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para o operador da rede.	74

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [15]	24
Tabela 3.2 – Interligações das diferentes instalações às diferentes redes [15].....	25
Tabela 3.3 - Capacidade de transporte das linhas [33]	33
Tabela 3.4 – Tipos de linhas consideradas e os seus parâmetros elétricos.....	34
Tabela 3.5 – Potências de Curto-Circuito consideradas para cada nível de Tensão	36
Tabela 3.6 - Os custos de referência, a custos totais, para as tipologias de base das linhas de transmissão [36].....	38
Tabela 3.7 - Os custos de referência, a custos totais, para as tipologias de base dos painéis de linha [36]	39
Tabela 3.8 – Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com Scc Infinito	43
Tabela 3.9 - Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com Scc Máximo.....	44
Tabela 3.10 - Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com Scc Mínimo	44
Tabela 3.11 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com Scc Infinito	45
Tabela 3.12 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com Scc Máximo.....	45
Tabela 3.13 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com Scc Mínimo.....	46
Tabela 3.14 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 60 kV	47
Tabela 3.15 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 60 kV	48
Tabela 3.16 – Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Infinito	50
Tabela 3.17 - Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Máximo.....	51

Tabela 3.18 - Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Mínimo	52
Tabela 4.1 – Resultados da parametrização dos dados obtidos para linha simples e dupla de 60 kV	57
Tabela A1.1 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Infinito	85
Tabela A1.2 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Máximo.....	86
Tabela A1.3 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Mínimo	87
Tabela A1.4 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 150 kV	88
Tabela A1.5 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Infinito.....	89
Tabela A1.6 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Máximo	90
Tabela A1.7 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Mínimo.....	91
Tabela A1.8 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 150 kV	92
Tabela A1.9 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Infinito	93
Tabela A1.10 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Máximo.....	94
Tabela A1.11 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Mínimo	95
Tabela A1.12 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 220 kV	96
Tabela A1.13 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Infinito.....	97
Tabela A1.14 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Máximo	98
Tabela A1.15 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Mínimo.....	99
Tabela A1.16 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 220 kV	100
Tabela A1.17 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Infinito	101
Tabela A1.18 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Máximo.....	102
Tabela A1.19 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Mínimo	103
Tabela A1.20 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 400 kV	104
Tabela A1.21 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Infinito.....	105
Tabela A1.22 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Máximo	106
Tabela A1.23 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Mínimo.....	107
Tabela A1.24 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 400 kV	108

Abreviaturas e Símbolos

φ	Diferença de fase entre Tensão e Corrente
$\cos \varphi$	Fator de Potência
AIS	Painel de linha instalado ao ar livre
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AT	Alta Tensão
CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CC	Curto-Circuito/s
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
CME	Contratos de Manutenção de Equilíbrio
CSS	<i>Cascading Style Sheet</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral da Energia e Geologia
DL	Decreto de Lei
EDP	Eletricidade de Portugal S.A.
EDP SU	EDP Serviço Universal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fonte(s) de Energia Renovável

FIT	<i>Feed-in-tariff</i>
GEOL	Primeiro modelo de Geradores Eólicos instalados em Portugal
GIS	Painel de linha instalado com isolamento gás
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HTML	<i>Hypertext Markup Language</i>
I_{cc}	Corrente de Curto-Circuito Trifásico Simétrico
IPC	Índices de Preços no Consumidor
MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
mySQL	Structured Query Language
P	Potência Ativa
P_{PE}	Potência injetada no ponto de entrega do Parque Eólico
PHP	<i>Hypertext Processor</i>
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PPEC	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PSS®E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
Q	Potência Reativa
R²	Coeficiente de determinação
R'²	Coeficiente de determinação ajustado
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e Interligações
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
REN	Rede Elétrica Nacional S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
S	Potência Aparente

S_{base}	Potência Aparente Base
S_{cc}	Potência de Curto-Circuito
S_n	Potência Nominal Aparente
SCR_{PDE}	<i>Short Circuit Ratio</i> no Ponto de Entrada
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SQ_{Res}	Soma dos Quadrados dos Resíduos
SQ_{Tot}	Soma dos Quadrados Totais
x_n	Variável independente
U^0	Tensão Pré-Defeito
U_n	Tensão Nominal
UE	União Europeia
y_n	Variável dependente
Z_{THEV}	Impedância de Thévenin

1 Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

O Mundo está em constante mudança, e cada vez mais rápida. Nas últimas décadas a sociedade humana tem assistido ao aumento exponencial da população humana, à redução da biodiversidade, aos rápidos avanços tecnológicos, às alterações climáticas e à crescente escassez dos recursos fósseis. Fatores que estão a marcar profundamente não só a era em que vivemos, mas principalmente o sector energético, que hoje assume um papel estruturante, integrador e fundamental na nossa sociedade e economia.

O tema das fontes de energia renováveis não é recente, afinal os nossos antepassados já utilizavam fontes energéticas como o vento para navegar os barcos, a água para mover os moinhos e o sol, e a lenha na produção de calor. No entanto, a revolução industrial do século XX trouxe um desenvolvimento tecnológico tão rápido, um aumento da população e da economia tão imenso, que esta primeira “geração” de fontes de energia renováveis não resistiu à demanda, dando o seu lugar a outras fontes mais energéticas – as fontes de energia com origem fóssil, como o carvão, o gás natural e o petróleo. Estas fontes de energia altamente concentradas, abundantes e baratas foram utilizadas para satisfazer os consumos energéticos crescentes, ao nível das necessidades de calor, de energia elétrica e de combustíveis para o sector dos transportes.

O ressurgimento das fontes renováveis acontece devido aos choques petrolíferos da década de 70, quando as companhias petrolíferas entraram em crise e houve um consequente aumento dos preços destes combustíveis fósseis. Pela primeira vez a sociedade moderna foi confrontada com as consequências ambientais, económicas e sociais da sua utilização indiscriminada até à data, passando a existir mais consciência sobre a natureza finita destes recursos.

Assim, tornou-se imperativo a procura por novas soluções de geração e consumo de energia a nível Mundial. Soluções de energia limpas, baratas, e de preferência inesgotáveis e sustentáveis – as fontes de energia renováveis (FER).

No contexto das FER, Portugal é um país privilegiado, pois dada a sua localização geográfica e terreno irregular, é rico em luz solar, banhado pelo mar, muito abastado em rios e afluentes, e bastante ventoso. Uma realidade que contrasta com a escassez de recursos ou reservas fósseis nacionais conhecidas, e que torna o papel das fontes renováveis essencial para reforçar os níveis de segurança, ao mesmo tempo que promove a diversificação do mix energético e contribui para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia do país, colocando-o em vantagem num sector energético cada vez mais estruturante e competitivo. E permitindo à sociedade portuguesa alcançar um patamar de excelência neste que é hoje o desígnio do séc. XXI: a construção de um futuro sustentável.

A existência de um potencial significativo do desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, é unanimemente reconhecido por agentes do sector energético. Um cenário de desafios e oportunidades em que as empresas portuguesas têm vivido e onde é imperativo fazer as apostas certas, gerir eficientemente os recursos existentes e apostar fortemente na tecnologia e inovação, nunca esquecendo o objetivo de reduzir os consumos energéticos.

Portugal tornou-se um dos maiores investidores mundiais em fontes de energia renováveis e referência no mercado energético, pois há três décadas que se dedica ao seu estudo e implementação para a distribuição de energia elétrica, exportando esta experiência e conhecimento atualmente todo o Mundo. Um contributo inegável para a construção de um futuro mais sustentável.

1.2 Âmbito e Objetivos

Os principais objetivos desta dissertação são: realizar uma análise técnico-económica sobre a ligação de uma fonte de energia renovável à rede de energia elétrica; desenvolver uma ferramenta/aplicação de apoio à decisão para um promotor ou operador de redes. De momento esta análise será apenas aplicada a fontes de energia eólica.

Inicialmente serão compreendidos e identificados os critérios e fatores que condicionam ou influenciam a solução de ligação à rede elétrica. É importante referir que o propósito desta dissertação não é analisar o impacto que cada um destes fatores tem na rede, mas sim apurar quais influenciam mais o seu dimensionamento.

Posteriormente, serão realizadas simulações do comportamento destas ligações para aferir as condições técnicas necessárias para que essa ligação que respeite os padrões de segurança em vigor.

Depois, estes resultados serão acompanhados com a análise dos custos envolvidos na instalação destes pontos de ligação, que permitirá determinar a viabilidade económica dos projetos.

Em paralelo foi desenvolvido um modelo preditivo dos dados ajustado aos resultados obtidos de forma a poder mapear diferentes cenários de ligação, para além daqueles que serão apresentados ao leitor para ilustrar a ligação à rede.

E por fim, todos os resultados previamente obtidos serão compilados numa aplicação que se tornará numa ferramenta de apoio à decisão para planeadores ou promotores, conferindo a estes agentes melhores capacidades para o desenvolvimento de projetos desta natureza de forma mais rápida, decisiva e eficiente.

1.3 Estrutura

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos, estando cada um deles dividido em subtemas para além da sua breve introdução.

O primeiro capítulo, apresenta a motivação e enquadramento essenciais para o avançamento do tema desta dissertação, bem como os seus objetivos e estrutura.

O segundo capítulo procura colocar a energia eólica no seu contexto energético junto das outras fontes de energia renováveis, em que são apresentados dados estatísticos e factos históricos sobre o posicionamento desta fonte de energia a nível mundial e nacional.

O terceiro capítulo apresenta todos os aspetos importantes a ter em conta para a análise das condições técnico-económicas de ligação à rede elétrica de uma fonte de energia renovável, tais como uma breve explicação dos processos de ligação à rede em AT e MAT, identificação e esclarecimento detalhado dos fatores que são determinantes nesses processos (tipologias das linhas de transmissão, níveis de tensão, comprimento de ligação, potência injetada, SCR, etc.), e por último exposição da metodologia criada para o estudo dos processos de ligação à rede de fontes de energia renováveis. É neste subcapítulo que é feita a análise e discussão dos resultados da dissertação.

O quarto capítulo ilustra o processo de criação da ferramenta de apoio ao cálculo das soluções técnico-económicas mais vantajosas de ligação à rede dos centros electroprodutores renováveis. É iniciado com a exposição de como foi construído o modelo preditivo de dados que constituí a base para a criação da ferramenta final, e termina com a verificação da sua eficácia quando aplicado ao caso de estudo do Parque Eólico do Alto Minho.

O quinto capítulo pretende apresentar as conclusões gerais do trabalho e propor trabalhos futuros que possam vir a ser desenvolvidos no futuro.

Por último, a dissertação culmina com um capítulo reservado para os anexos, onde podem ser encontrados dados mais concretos utilizados no estudo, úteis para leitura deste documento e para a melhor compreensão do trabalho efetuado.

2 Energia Eólica

O presente capítulo procura fazer um enquadramento histórico, legislativo e aplicacional das fontes de energia renováveis no Mundo e em Portugal, com especial foco na energia eólica, através de fatos e dados estatísticos. O intuito é ajudar o leitor a compreender o papel transformador que as FER estão a impor no setor elétrico e na sociedade moderna.

Ao longo do tempo, a energia eólica ganhou uma posição de destaque no desenvolvimento e difusão das FER dadas as suas inúmeras vantagens, entre as quais ser inesgotável, não poluente, compatível com outras utilizações do terreno como a agricultura e a criação de gado, ter a capacidade de gerar investimento em zonas desfavorecidas, requer pouca manutenção, e garantir rentabilidade do investimento inicial.

2.1 A Energia Eólica no Mundo

A produção de energia, para consumo global, de forma limpa e sustentável é uma das prioridades da sociedade atual, onde todos se pronunciam sobre o panorama energético mundial, ainda que, por vezes com perspectivas diferentes, mas o tema das FER continua a ser discutido nas grandes conferências e cimeiras mundiais como o Acordo de Paris em 2015, e a Conferência de Marraquexe das Nações Unidas – COP22 em 2016. Juntamente com a implementação de diretivas relativas à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis impostas, como por exemplo a União Europeia (UE) com a «Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho» [1], de 23 de Abril de 2009, que não só tem o objetivo de promover as energias renováveis, como também reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, a diversificação no fornecimento de energia e a competitividade, através da diminuição da dependência externa e do desenvolvimento tecnológico [2]. Segundo a REN21 - *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* [3], o ano de 2016 foi extraordinário para a energia renovável, registando valores recorde à capacidade mundial já observadas até ao momento, onde a energia solar representou 47% da nova capacidade instalada, e a eólica e hídrica cerca de 34% e 15.5%, respetivamente.

No caso especial da energia eólica, que é hoje em dia vista como uma das mais promissoras FER, é possível analisar no seguinte gráfico o seu crescimento no período 2001-2017. Onde segundo o GWEC - *Global Wind Energy Council* o total mundial da capacidade do vento instalada em 2017 foi de 539 581 MW, um aumento de 51 924 MW em relação ao ano transato.

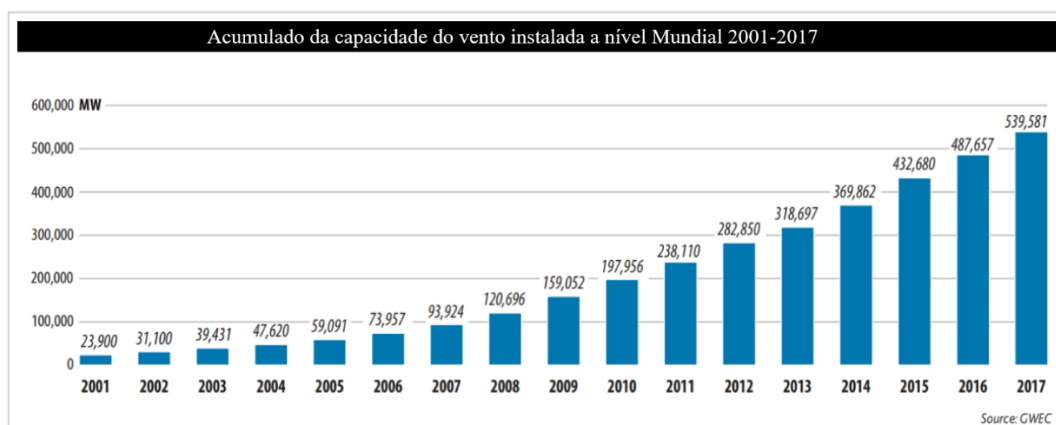


Figura 2.1 - Total de potência instalada [MW] para a energia eólica mundialmente entre 2001 e 2017 [4]

O mercado mundial das renováveis é dominado pelas energias solar e eólica, que registam os maiores valores de adoção e crescimento. Resultado de terem preços de mercado muito competitivos, de sofrerem pouco com as oscilações dos preços de mercado que afetam diariamente os combustíveis fósseis, e que consequentemente fazem variar os preços de eletricidade, e eliminarem as preocupações com regras de cariz ambiental como a redução das emissões de carbono para a atmosfera [5].

Novamente, segundo o GWEC [4], a China permanece líder mundial da capacidade instalada para a energia eólica, seguida de perto pelos Estados Unidos da América e Alemanha (figura 2.2), sendo o ano marcado pela expansão e abertura de novos mercados, nomeadamente nos continentes asiático, africano e américa do sul. Os países europeus que lideram a categoria de capacidade eólica disponível *per capita* são a Dinamarca, a Suécia, a Alemanha, a Irlanda e Portugal [3][4].

Quer seja em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), grandes empresas e outras entidades privadas continuam a olhar para a energia eólica como uma fonte de energia fiável, de baixo custo e retornos estáveis. E como tal, existe um interesse crescente no desenvolvimento e utilização de energia eólica.

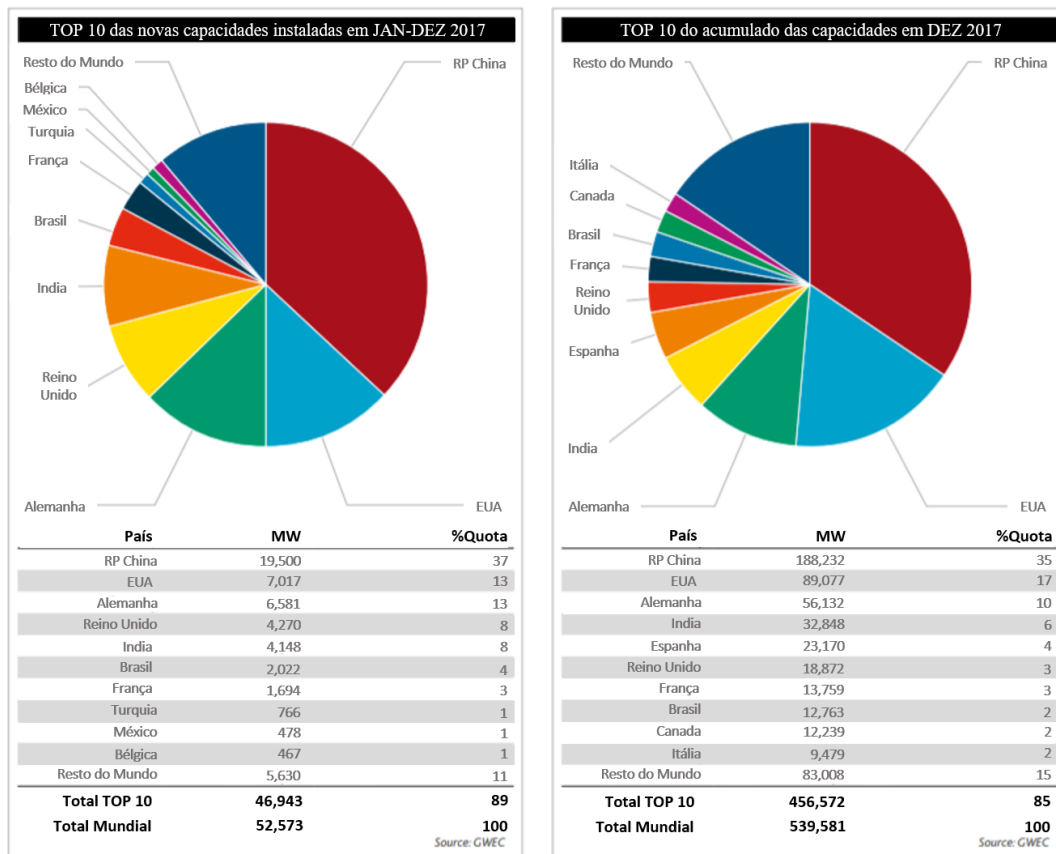


Figura 2.2 – Países líderes das novas capacidades instaladas (esquerda) e dos acumulado das capacidades existentes, a nível mundial no ano de 2017 (direita) [4]

O contínuo crescimento e expansão geográfica da instalação de capacidade de energias renováveis é consequência direta de vários fatores, nomeadamente o aumento da demanda por energia em alguns países, o surgimento de soluções tecnológicas mais competitivas, aparecimento de mecanismos de suporte às energias renováveis, e o aumento da consciência e pressão social para um futuro mais sustentável.

Mesmo assim, os desafios permanecem, com a energia eólica ainda vulnerável a mudanças políticas ou medidas para proteger os combustíveis fósseis em alguns países. Adicionalmente, como a quantidade de produção eólica e a sua participação na geração geral de energia aumentaram, aumentam também os desafios relacionados com a estrutura da rede em vários países. Estes desafios, tanto para *onshore* como *offshore*, incluem a falta de infraestruturas de transmissão, atrasos na ligação à rede, falta de aceitação pública e restrições nos regulamentos e sistemas atuais de gestão que dificultam a integração de

grandes quantidades de várias FER, e crescente escassez de locais propícios para a instalação de parques eólicos (em particular localizações *onshore*), isto é, locais com velocidades do vento favoráveis e economicamente rentáveis [6].

Consequentemente, as várias empresas e investidores que operam o sector energético estão constantemente à procura de novas soluções que vão ao encontro dos problemas enumerados [5], de forma a que os promotores e operadores das redes não necessitem perder tempo com a procura por bons locais para instalar novos parques eólicos, e possam, por exemplo, utilizar locais que partilham outros parques [6]. A tendência é que no futuro, os parques eólicos sejam mais pequenos e ligados a redes de tensão reduzida (AT e MT) com distâncias de transmissão maiores e projeção dos parques cada vez mais próximos uns dos outros, o que acarreta por si mais desafios sobre a manutenção, segurança e qualidade dos sistemas, e estabilidade das redes [6].

A evolução tecnológica destas soluções para as energias renováveis, isto é, a capacidade de prever a disponibilidade dos recursos e a batalha dos custos, tem sido intensa, porém tornou o sector energético sustentável, previsível e competitivo. O número de ideias inovadoras é elevado e chega a praticamente todos os tipos de FER.

No caso da energia eólica, o caminho percorrido desde o primeiro modelo de turbinas eólicas até aos atuais geradores eólicos é notável. No entanto, a inovação não passa apenas pelo desenvolvimento das turbinas, mas também por inúmeras novas propostas relativas a redes elétricas inteligentes que ajudam a gerir e retirar a eficiência máxima da energia do vento, e a tornar cada vez mais compreensível esta tecnologia para os utilizadores e organizações de distribuição de energia: ligações em DC e controladores de trânsito de energia [5].

2.2 A Energia Eólica em Portugal

Do ponto de vista da segurança do abastecimento, Portugal não dispõe de recursos energéticos fósseis endógenos, como o petróleo, o carvão e o gás natural. A escassez destes recursos conduz a que o país tenha uma elevada dependência energética do exterior, e tenha sido confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos endógenos de origem renovável. Consequentemente, o reconhecimento das fontes de energia renováveis tem sido crescente e vindo a alcançar vários sectores de atividade: da indústria aos transportes, passando pelo sector doméstico, mas sobretudo na produção de energia elétrica.

O início da jornada de Portugal no tema das FER começou em 1986 com a sua entrada oficial na UE [7], mas só dois anos mais tarde, em 1988, foi publicada a primeira legislação (Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio) que regulava a produção de energia elétrica pelos produtores independentes [2].

A publicação desta legislação foi um passo determinante na difusão nacional das fontes de energia renováveis, porque permitiu mobilizar investimentos do sector privado em particular sobre os domínios da mini-hídrica, da cogeração e da energia eólica, onde para a última foram aprovados meia dezena de projetos, a maioria nos arquipélagos da Madeira (primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo) [7] e dos Açores (segundo parque eólico na ilha de Santa Maria) [2].

A entrada dos primeiros parques eólicos em território continental, só viria a acontecer cerca de uma década mais tarde em 1996 [7]. Um acontecimento que pode levar a pensar que o recurso eólico no continente era escasso e, portanto, não valia a pena ser explorado. Porém, a explicação é que na época o conhecimento sobre o potencial eólico era limitado, a tecnologia ainda estava em desenvolvimento, e por isso a experiência com a tecnologia atual dos aerogeradores era reduzida, o que consequentemente, conduzia a uma difícil avaliação dos riscos por parte dos potenciais produtores [2].

No entanto, a energia eólica em Portugal foi evoluindo, juntamente com o reconhecimento do seu elevado potencial e maturidade tecnológica. Em 2001, o acumulado de potência instalada era de 114MW [2], distribuída por 16 parques com um total de 173 aerogeradores [7]. Seis anos depois, Portugal era o décimo produtor mundial de energia eólica, tendo em conta a sua área e população, e em 2008 a energia eólica já produzia 4% do consumo final de eletricidade, com cerca de 1600 aerogeradores e 2600 MW de potência instalada [2] distribuída por 164 parques eólicos [7]. Já em 2013 a potência instalada de natureza eólica totalizava um valor de 4472 MW, distribuída por 225 parques com 2538 aerogeradores, entre os quais um gerador *offshore* [7]. Atualmente, segundo o relatório da *Global Wind Statistics* Portugal tem 5316 MW de potência instalada [4], e cerca de 2743 geradores [8]. Como principais causas do acentuado desenvolvimento da energia eólica em Portugal, podem apontar-se:

- A reestruturação do sector elétrico, iniciada em 1995 e reforçada em 2006, que regularizou a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos [2];
- A publicação de legislação específica para a promoção do desenvolvimento de energias renováveis (Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas, lançado em 2001), nomeadamente através do aligeiramento de procedi-

mentos administrativos, como o melhoramento da gestão de capacidade de receção (DL 312/2001), e a introdução de tarifários de venda de energia de origem renovável à rede pública, baseados numa renumeração diferenciada por tecnologia e por regime de exploração (DL 339-C/2001) [2];

- A aprovação das “Diretivas Renováveis”, que levou o governo português a definir metas ambiciosas para a promoção das energias renováveis, especialmente a energia eólica [2].

O impacto da utilização de fontes de energias renováveis em Portugal, designadamente da eólica, é notório, sendo regularmente noticiados valores históricos da produção e consumo de energias renováveis na produção de energia elétrica. Em maio de 2016, pela primeira vez o país funcionou mais de quatro dias, cerca de 107 horas, apenas com eletricidade produzida exclusivamente das centrais hídricas e dos parques eólicos, sem recurso ao carvão e gás natural [9]. Em setembro de 2017, a REN – Rede Energéticas Nacionais registou o melhor resultado histórico na produção eólica, com uma subida de 28% face ao período homólogo do ano anterior [10]. E em março de 2018, a produção de eletricidade renovável excedeu a consumida em território continental, um acontecimento inédito segundo a APREN, e que demonstra uma vez mais a viabilidade técnica, a segurança e a fiabilidade das energias renováveis [11].

Estes resultados, aliados à motivação do governo e da União Europeia para atingir os objetivos de neutralidade carbónica em 2050 [12], levam a que exista um forte dinamismo no sector, registando-se um elevado número de pedidos de licenciamento de novas instalações todos os anos, e que excede largamente o potencial técnico do recurso eólico [2]. Uma das áreas que está a beneficiar de forte investimento e mediatismo é a instalação de parques *offshore*, onde Portugal já lidera em conhecimentos técnicos com a sua participação no projeto piloto a nível mundial – *Windfloat*, que visa a exploração da energia eólica em águas pouco profundas (inferiores a 40 metros). O protótipo está instalado ao longo da costa portuguesa, perto da Póvoa do Varzim, tem uma turbina eólica de 2 MW e após cinco anos no mar, concluiu com sucesso a fase de testes em 2016, estando atualmente em fase de conceção da central [13].

2.3 Organização do Sistema Elétrico Nacional

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) inicialmente era caracterizado por redes elétricas de baixa potência e restrita difusão geográfica, consequência direta da utilização de cargas

com baixa potência e da qualidade da tecnologia da época, e por estar organizado essencialmente por concessões atribuídas a entidades privadas. Contudo, com o aumento gradual da potência das cargas e o desenvolvimento tecnológico, o SEN também evoluiu progressivamente para o sistema elétrico atual.

Em 1995, o SEN sofre a sua primeira grande reestruturação (DL 182/95), quando foi estabelecida a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e de um sistema elétrico independente. Mas, só cerca de uma década mais tarde, a Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia que vinha apresentar as bases do SEN moderno, onde se estabelece o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência dos mercados energéticos. O Decreto-Lei nº 29/2006 oficializa esta estratégia e, posteriormente, os Decretos-Lei 172/2006 e 264/2007 instituem as regras de organização e funcionamento das várias atividades do sistema: produção, transporte, distribuição, comercialização e organização dos mercados de eletricidade [2].

Ao contrário do que acontecia no regime anterior de 1995, o novo quadro apresenta um sistema nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são feitas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [2]. A figura 2.3 mostra, de forma simplificada, a organização geral do SEN.

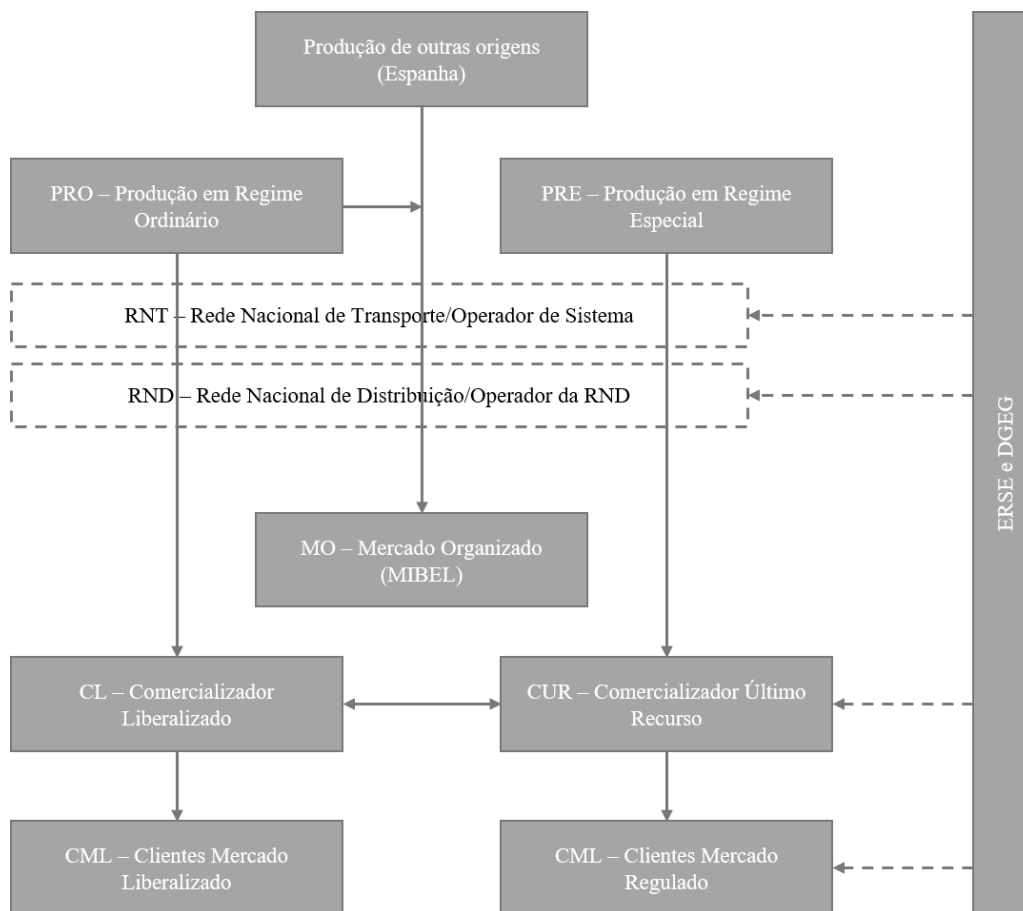


Figura 2.3 – Esquema simplificado da organização geral do SEN, tal como está estabelecida no DL 29/2006 [2]

O exercício de todas as atividades exercidas pelo Sistema Elétrico Nacional incluindo a comercialização de eletricidade de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de eletricidade aos consumidores em condições de qualidade e de continuidade do serviço. E de operação logística de mudança de comercializador, estão sujeitas a regulação exercida pela entidade reguladora designada, a ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [2].

2.3.1 Produção

A produção de eletricidade está aberta à concorrência, em oposto ao que acontecia no passado em que existia uma lógica de planeamento da rede centralizado (monopólio), e tem dois regimes legais: a Produção em Regime Ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade a partir de fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electro-

produtores hídricos; e a Produção em Regime Especial (PRE) relativa à cogeração e fontes de energia renováveis [14]. Os Produtores em Regime Ordinário estão, regra geral ligados à Rede Nacional de Transporte (RNT), e os Produtores em Regime Especial estão normalmente ligados à Rede Nacional de Distribuição (RND) [15]. À prática desta atividade está associado a garantia do abastecimento dos consumidores, através de um mercado aberto a todos os agentes interessados, fazendo com que os custos variáveis de produção deixem de estar assentes em cada centro electroprodutor, mas sim sobre uma lógica de mercado [16].

Cabe ao Governo Português a criação das condições necessárias para gerir desenvolver este mercado de eletricidade (acesso livre, preços, etc.). E ao Governo fica igualmente atribuída a função de atenuar as falhas de mercado, assumindo uma posição de monitorização permanente do sector elétrico, de forma a sempre garantir o abastecimento de eletricidade. Ou seja, caso se verifique que as entidades privadas designadas não estão a assegurar corretamente as capacidades de produção necessárias, cabe ao Governo, promover as condições para que esse abastecimento aconteça. Esta prática é assegurada pela DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia [2].

2.3.2 Transporte

O transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV) é explorado pela Rede Nacional de Transporte (RNT), que é operada por uma única concessão em regime de serviço público, neste caso pela REN – Redes Energéticas Nacionais. A REN é responsável pelo planeamento, construção, operação e manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e gestão técnica do SEN para assegurar o equilíbrio entre a procura e oferta de energia, e garantir a continuidade do serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade [14].

A concessão inclui igualmente que a REN se relacione comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber pela sua utilização e pela prestação dos seus serviços, uma renumeração segundo tarifas reguladas [2].

2.3.3 Distribuição

A distribuição de eletricidade é efetuada através da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. Esta rede também é operada por uma única concessão em regime de serviço público, a concessionária da RND é a EDP Distribuição. Esta concessão tem a competência de assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade

do serviço, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, garantindo a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão global do sistema [14].

Também a EDP Distribuição se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [2].

2.3.4 Comercialização

A atividade de comercialização de eletricidade está organizada em mercados de eletricidade que operam em regime livre e estão sujeitos a autorizações/licenças concedidas pelo Governo Português [14].

O exercício da atividade de comercialização de eletricidade consiste na compra e venda de eletricidade para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação noutros mercados. Tanto os produtores em regime ordinário, os comercializadores e os produtores em regime especial que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado [14].

Os comercializadores podem comprar e vender energia livremente e, portanto, têm direito a aceder às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas estabelecidas pela Entidade Reguladora, a ERSE [2].

A eletricidade é comprada aos produtores de energia tradicionais, através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE), contratos de manutenção de equilíbrio (CME) ou diretamente no mercado. Todo o comércio de energia vai para o Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), que é negociado através de comercializadores como a EDP SU, a AUDA, a Gnel e a UFCO [17].

Com o objetivo de garantir a qualidade e continuidade do serviço, e proteção quanto a tarifas e preços impostas, foi definida a figura do Comercializador de Último Recurso (CUR), ou comercializador regulado, que assegura a todos os consumidores o fornecimento de eletricidade. A principal empresa CUR é a EDP SU, que deve adquirir obrigatoriamente a eletricidade produzida pela PRE para prover os seus clientes em mercados organizados, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos, ou ainda em leilões [2].

2.4 Políticas de Difusão da Energia Eólica

Em 1998, a UE assinou o protocolo de Quioto, onde comprometia todos os seus Estados-Membros a reduzir significativamente, cerca de 92% face aos níveis registados no início da década, a sua emissão de gases com efeito de estufa, entre 2008 e 2012. E apesar da comissão europeia ter vindo, desde 1986, a publicar vários artigos de discussão que alertavam para a importância da dependência energética e mudanças climáticas, como os *Green and White papers* de 1997, foi apenas em 2001, ano de aprovação do protocolo por parte do conselho europeu, que a comissão europeia publicou a diretiva 2001/77/EC. A diretiva expunha as metas obrigatórias que todos os Estados-Membros tinham de alcançar sobre a utilização de FER, isto é, o consumo de 12% de energia doméstica e 22,1% do consumo elétrico total, deveriam ser provenientes de FER [18].

Com a diretiva 2001/77/EC, Portugal, em conjunto com os outros países membros, definiu os seus mecanismos de ação em junho de 2002, estabelecendo 39% como meta do consumo elétrico proveniente de fontes renováveis até 2010. Posteriormente, a resolução do conselho de ministros nº 154/2001, aprovou o Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Endógenas, que também incluía como meta a geração de eletricidade a partir de fontes endógenas de 4600 MW em 2001, para 8800 MW em 2010 [19].

Consequentemente, o Governo Português sentiu a necessidade de criar uma autoridade nacional designada para os mecanismos de flexibilidade do protocolo de Quioto – a coordenação interministerial da Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), que elaborou o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) em alinhamento com o Programa E4, cuja primeira versão foi apresentada para discussão pública em 2002, e depois publicado em 2004 [20].

Em 2007, estas metas foram aumentadas de 39% para 45% da eletricidade consumida proveniente de fontes de energia renováveis em 2010, como resultado das discussões em curso na UE sobre o pacote climático e energético, publicadas no PNAC 2006 (revisão do PNAC 2004) [21]. O novo pacote climático e energético originou a nova diretiva 2009/28/CE da UE, que estabelece as metas para 2020, e onde estão contemplados os conhecidos objetivos 20-20-20: 20% do consumo final energético da UE proveniente de fontes renováveis; redução de 20% na UE das emissões de gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990; E uma melhoria de 20% na eficiência energética [1].

Esta diretiva estabelecia igualmente que até ao final de junho de 2010, todos os Estados-Membros deveriam aprovar e apresentar à comissão Europeia um Plano Nacional de

Ação para as Energias Renováveis (PNAER). Este plano de ação fixa os objetivos nacionais de cada Estado-Membro relativos à quota de energia proveniente de FER consumida nos sectores dos transportes, da eletricidade e do aquecimento e arrefecimento em 2020, bem como as respetivas trajetórias de penetração de acordo com o ritmo da implementação das medidas e ações previstas em cada um desses sectores [22]. O plano português é o denominado Estratégia Nacional para a Energia [19], onde Portugal se propôs a reduzir a dependência energética que tem do exterior através da implementação e utilização de energias renováveis, de forma a atingir uma quota de 31% do seu impacto no consumo final bruto de energia e uma quota de 10% no sector dos transportes, e prevê a incorporação de 60% de energia renovável na eletricidade [2].

Porém, dadas as necessidades e panorama atual do ambiente e energia, as metas de 2020 foram reafirmadas e reforçadas com os novos objetivos aprovados pelos Chefes de Estado e de Governo da União Europeia para 2030, acrescentando às três metas referidas uma quarta meta relativa às interligações. As novas metas contemplam um corte de 40% nas emissões de gases com efeito de estufa em comparação com os níveis da década de 90; pelo menos uma parcela de 27% do consumo de energia renovável, melhoria da eficiência energética a nível da EU de pelo menos 27%, a rever até 2020; e apoiar a conclusão do mercado interno de energia, atingindo o objetivo de 10% de interligação elétrica existente até 2020, com o intuito de atingir 15% até 2030 [23].

Segundo o PNAER, a base de desenvolvimento da produção nacional renovável estará assente maioritariamente no aumento articulado da capacidade instalada hídrica e eólica, sendo que outras FER, como a fotovoltaica, a biomassa, o biogás, os biocombustíveis, a geotermia e a energia das ondas, serão também importantes para o futuro e estão previstos instrumentos próprios para a sua promoção e desenvolvimento tecnológico. O reforço da capacidade hídrica trará benefícios para a otimização da gestão das bacias hidrográficas ao mesmo tempo que dá ao sistema a rapidez de resposta necessária para fazer face às variações associadas à produção eólica. O aumento da capacidade hídrica reversível também contribuirá para viabilizar a produção eólica nos períodos de menor consumo reduzindo os seus custos de produção [22].

2.4.1 Licenciamento de Parques Eólicos

Para poderem vender a energia que produzem, os parques eólicos necessitam de obter uma licença de ligação à rede elétrica nacional. Como no período de 1988 a 2001 a quantidade de capacidade instalada no país era reduzida, os processos de licenciamento eram ainda pouco claros, o que resultou num afastamento de possíveis investidores que focaram a sua atenção noutras fontes de energia mais estruturadas como a hídrica [17].

Contudo, o Decreto-Lei nº 312/2001, veio tornar o processo de ligação à rede mais transparente, fazendo uma exposição detalhada de todos os procedimentos e definindo explicitamente as responsabilidades tanto do promotor do projeto, como do operador da rede. A legislação institui que o promotor do projeto tem a obrigatoriedade de cobrir todos os custos adicionais que possam surgir devido a extensões na rede, desde a geração até ao ponto de entrada na rede elétrica. Por outro lado, o operador da rede e empresa de distribuição são responsáveis pelo planeamento ou atualização da rede [24].

Até 2001, os pontos de ligação à rede eram atribuídos com base na política “*first come, first served*” [17], porém com a estruturação e implementação da nova legislação passaram a existir dois procedimentos para a obtenção de uma ligação à rede: um procedimento direto, em que os promotores do projeto solicitam uma licença de ligação sempre que a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) disponibiliza a lista de pontos de ligação disponíveis; ou através de concursos públicos, onde critérios específicos tem de ser correspondidos para a entrega de licenças de ligação [24].

Mas, a inicial distribuição “desorganizada” de licenças não resultou no melhor aproveitamento do potencial eólico disponível, o que acarreta consequências no planeamento atual. Enumeram-se quatro razões para este subaproveitamento [17]:

- A informação disponível acerca das distribuições de velocidade do vento, com alta resolução, era escassa. Estando apenas disponíveis as cartas de vento gerais;
- Havia uma dificuldade acrescida na obtenção de terrenos para os projetos de energia eólica, porque: os proprietários das terras eram resistentes à introdução de novas tecnologias; O processo de negociação de terrenos era, e continua a ser, muito complexo, devido ao número de fases de um projeto eólico necessita de cumprir, e que muitas vezes são responsabilidade de identidades diferentes, o que exige um esforço redobrado nos processos de negociação; E a inexistência de pontos de ligação à rede em lugares mais propícios, uma vez que os ramais da rede foram orientados para fora das zonas montanhosas e perto dos grandes centros de carga, mesmo em casos onde existiam pontos de ligação a rede, a capacidade de ligação restringia esses locais disponíveis;
- A análise económica dos projetos era simplificada pelos promotores, que necessitavam de submeter rapidamente os projetos nos concursos públicos. Principalmente os gastos com a extensão de rede, sendo em alguns casos mais importante uma licença de ligação perto de ramais de interligação do que em zonas mais ventosas;

- Incerteza associada à tarifa que seria praticada na altura da licença de exploração, visto que devido ao processo moroso que os projetos enfrentam, muitas vezes só entram em produção anos após o seu concurso.

A maioria dos Promotores são empresas multinacionais e grandes grupos económicos com atividades em outros setores ambientais e energéticos. A figura 2.4 ilustra os promotores eólicos com potências instaladas até dezembro de 2017. Com destaque para a EDP Renováveis, a New Finerge e a Iberwind por deterem mais de 50% da quota de mercado [25].

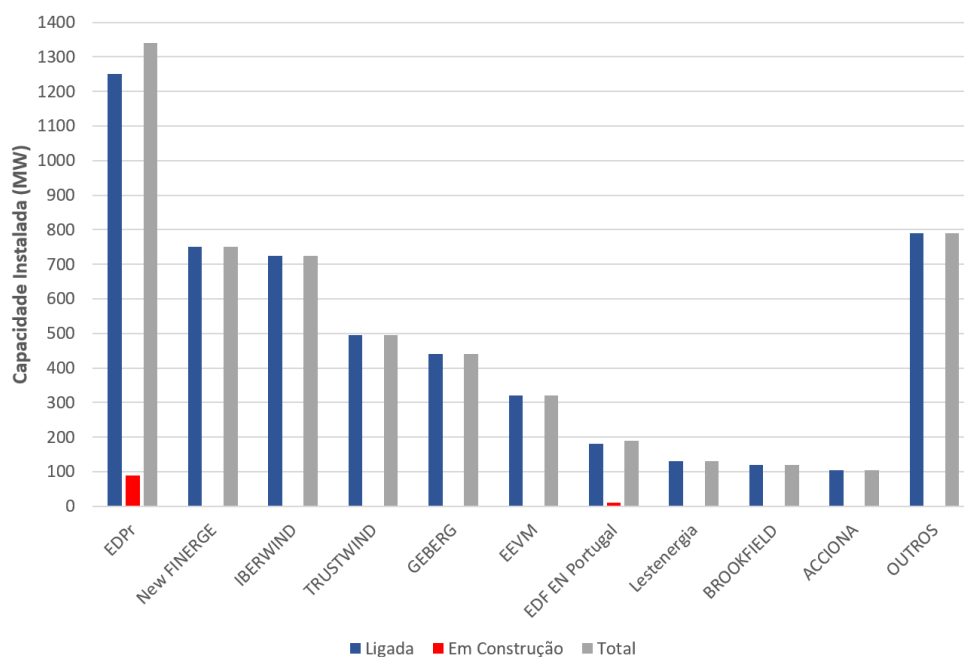


Figura 2.4 – Promotores de parques eólicos por capacidade instalada em 2017 [25]

Até à data, a maioria das licenças de ligação para a energia eólica foram licitadas em concursos públicos, e o seu licenciamento é da responsabilidade e competência do Governo, através da DGEG ou das delegações regionais. Por outro lado, a entidade responsável por regular o acesso às rede e às interligações é a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, que estabelece as condições técnicas e comerciais necessárias, faculta, restringe, ou retribui os acessos, e gere as obrigações de prestação de informação pelos operadores das redes à ERSE [16].

2.4.2 Tarifários de Venda da Energia Eólica

Sempre que a União Europeia aplica metas sobre todos os seus Estados-Membros, é da responsabilidade de cada Estado explorar e elaborar um plano sólido que apresente as tecnologias, fontes de energia e os mecanismos políticos necessários para o alcance dessas metas.

Portugal para além de preparar e executar toda a legislação, anteriormente abordada, também alterou o seu regime de acesso à rede elétrica, tendo atualmente um sistema que dá prioridade à utilização de fontes de energia renováveis, quer ao nível de planeamento e desenvolvimento da rede, quer ao nível operacional, através da prioridade do despacho. Porém, eram também necessários um conjunto de apoios de natureza financeira e fiscal que motivassem o investimento nas energias renováveis, no fundo a criação de tarifas diferenciadas para a energia elétrica produzida em centrais renováveis, em função do grau de maturidade das várias tecnologias disponíveis no mercado nacional [22].

A tarifa de apoio às FER mais utilizada a nível Mundial e na UE é a *feed-in tariff* (FIT), cujos principais objetivos são reduzir o uso de energia fóssil, diversificar as fontes de energia, conduzir à criação de emprego, melhorar o acesso à energia e promover o rápido desenvolvimento das FER [26].

Nos últimos 20 anos, mais de 45 países implementaram este esquema, experimentando vários modelos de FIT, sempre com o intuito de obter o máximo de investimento e desenvolvimento das FER. E de entre outros esquemas estudados de suporte às FER, o esquema FIT prevalece como o mais adequado ao nível do desenvolvimento destas energias, a um custo mais acessível [26]. Portugal começou a usar as *feed-in tariff* em 1988, e desde então que este se tornou um mecanismo fundamental na difusão da energia eólica, pois os investidores têm incentivos para construir os parques eólicos em regiões, onde os custos de produção de eletricidade são iguais ou inferiores ao valor da FIT [27].

Os modelos *feed-in tariff* com mais sucesso até à data, são caracterizados por darem acesso garantido à rede, oferecerem contratos estáveis e de longa duração (entre 15 a 25 anos), e terem um preço de compra de acordo com os custos de produção das FER. Em suma, o esquema FIT pode ser visto como um preço estabelecido por lei, no qual os produtores de energia renovável, através de uma tarifa, são pagos pela eletricidade que injetam na rede, de acordo com a tecnologia usada e dimensões do centro electroprodutor. Os níveis de pagamento por cada MWh são estabelecidos pelo tipo de tecnologia usada, local de instalação, dimensão do projeto. Esta medida permite um rápido investimento nas FER, porque os contratos estabelecidos com os produtores são de longa duração e com acesso garantido à rede, o que constitui num menor risco para esse investimento. As *feed-*

in tariffs são pensadas de forma a reduzirem ao longo do tempo, motivando o avanço tecnológico das fontes de energias renováveis, contudo se estas não forem atualizadas ou ajustadas ao longo desse período, os consumidores correm o risco de pagar mais do que o necessário pelo consumo dessa energia [26].

Em Portugal, as FIT foram projetadas desde o seu início para não trazerem qualquer tipo de risco financeiro para o produtor de energia eólica, e são pagas com base no kWh de eletricidade produzida. A legislação que estabelece a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública por FER, neste caso, fontes de Produção em Regime Especial (PRE), estima que cada unidade de energia injetada na rede pública, com origem em parques eólicos, custa cerca de 70-80 €/MWh (valor médio) [2], durante um máximo de 20 anos ou até que atinga os 44GWh da geração de eletricidade por MW instalado [27]. Após atingirem estes limites, as centrais renováveis são renumeradas pelo fornecimento da eletricidade entregue à rede a preços de mercado e pelas receitas obtidas da venda de certificados verdes [2].

Desde a sua criação em 1988, que a remuneração das FIT para os produtores de energia é definida pelo Governo em diploma próprio. Através da legislação de 1999 (DL 168/99), o sistema remuneratório passou a ser baseado num somatório de parcelas que contemplam os custos evitados pelo sistema elétrico com a entrada em funcionamento da central renovável e os benefícios ambientais proporcionados pelo uso de energias limpas. Esta legislação tem sido alvo de atualizações regulares em 2001 com o DL 339-C/2001, 2005 com o DL 33-A/2005, 2007 com o DL 225/2007 [2], e mais recentemente em 2013 com o DL 33/2013 que revela a fórmula atual para a remuneração de energia fornecida:

$$R_{CR} = T \times [PF + PV + (PA * Z)] \times k_t \times k_{IPC} \quad 2.1$$

Em que R_{CR} (€/mês) é a remuneração mensal aplicável a centrais renováveis, T é um fator de regime horário dependente da hora do dia em que é produzida a eletricidade (não-dimensional); PF , PV , PA são as chamadas parcela fixa (independente da eletricidade produzida, em euros), parcela variável (em função da quantidade de energia gerada pelo parque eólico) e parcela ambiental (em euros), respetivamente; Z é um coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso e da tecnologia utilizados; k_t representa os custos evitados de transporte e de distribuição decorrentes da utilização da energia eólica a nível local (não-dimensional), e k_{IPC} é um fator dependente da inflação através do IPC – Índices de Preços no Consumidor [27].

A *feed in-tariff* é fornecida a todos os produtores de energia eólica. A EDP SU é o operador, que é obrigado a comprar toda a eletricidade proveniente da produção em regime especial na tarifa em vigor para cada produtor [17].

Depois, a EDP SU negocia no MIBEL a eletricidade adquirida, por sua vez os agentes que operam o mercado irão vender esta eletricidade a outros agentes e consumidores finais, com diferentes taxas e ao abrigo de contratos liberalizados que ainda incluem tarifas reguladas. O pagamento para apoiar as energias renováveis não é igual a todos os consumidores, é diferenciado de acordo com a ligação do nível de tensão [17].

Atualmente, todos os parques eólicos em operação usufruem de FITs desde que foram ligados à rede, no caso extraordinário dos parques mais antigos, que estão em operação há mais de 20 anos, é esperado que continuem a receber a FIT até ao final do ano civil de 2019.

3 Condições Técnico-Económicas de Ligação à Rede Elétrica de uma FER

A conceção do novo enquadramento do setor elétrico fez com que o planeamento das redes deixasse de ser um processo centralizado e da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, passando a ser um planeamento coordenado de acordo com o planeado no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) com os restantes agentes de mercado.

Este capítulo apresenta uma síntese do processo de ligação à rede elétrica de produtores, especialmente dos produtores de fontes de energia renováveis, com destaque para os métodos de ligação às Redes de Transporte (MAT) e de Distribuição (AT), e o papel determinante que os operadores e promotores exercem sobre eles.

Posteriormente, são identificados os fatores que influenciam e são determinantes na ligação à rede de um centro electroprodutor, e que são ponto de partida para o alcance dos objetivos propostos no primeiro capítulo. De notar que apenas são consideradas neste projeto linhas de transporte e distribuição aéreas.

Por último, é elaborada uma metodologia de ligação à rede elétrica para uma FER, apesar de nesta dissertação essa metodologia ser aplicada única e exclusivamente ao caso de estudo de parques eólicos.

3.1 Síntese do Processo de Ligação um Produtor

O acesso ao abastecimento de energia elétrica é feito através de ligações e interligações à rede, que são regulamentadas pelo Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), pelo Regulamento de Relações Comerciais do Sector Elétrico (RRC) e pelo Regulamento tarifário, em coordenação com os operadores das redes – a REN e a EDP Distribuição para a RNT e a RND, respetivamente [28].

A escolha da rede onde a ligação e/ou interligação poderá ser estabelecida é realizada segundo a potência (P), a potência total aparente (S) e potência de curto-circuito mínima (S_{ccMin}) da instalação, sendo que as duas últimas apenas são aplicadas aos pontos de interligação, que definem igualmente o processo de ligação em si, pois os processos de ligação são coerentemente ajustados a cada caso [15], por exemplo, o processo de ligação de uma instalação consumidora (urbanizações, condomínios, edifícios, etc.) irá ser ligeiramente diferente do processo aplicado para uma geração ou centro electroprodutor (ver tabelas 3.1 e 3.2). No âmbito desta dissertação apenas o último processo de ligação, a ligação de produtores à rede, especialmente os Produtores em Regime Especial, será abordado e discutido. Mas primeiro, a definição de alguns conceitos técnicos nomeadamente do ponto de ligação e do ponto de interligação.

Tabela 3.1 – Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [15]

Potência Instalada (P)	Ligação	Observações
$P < 10 \text{ MVA}$	RND	O operador da RND em MT e AT e os operadores da RND em BT devem cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes.
$10 \leq P \leq 50 \text{ MVA}$	RND	Poder-se-á ligar à RNT, desde que haja acordo com o operador da RND em MT e AT, e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.
$P > 50 \text{ MVA}$	RNT	A transmissão de energia elétrica em MAT é exclusiva da RNT. Poder-se-á ligar à RND, desde que haja acordo com o operador da RNT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

Tabela 3.2 – Interligações das diferentes instalações às diferentes redes [15]

Nível de Tensão	Potência Total Aparente (S)	Potência de Curto-Circuito Mínima (SCC _{Min})
BT	$S \leq 100 \text{ kVA}$	$SCC_{Min} > 25 \cdot S$
MT	$100 \text{ kVA} < S < 10 \text{ MVA}$	$SCC_{Min} > 20 \cdot S$
AT e MAT	$S > 10 \text{ MVA}$	

Um ponto de ligação é o ponto da rede eletricamente identificável que define a fronteira entre a rede e a instalação de uma entidade a ela ligada (carga, outra rede, grupos de geradores, etc.). É também conhecido como ponto de entrega, e todos os pontos de entrega são codificados pelo respetivo operador da rede, através de um código alfanumérico, universal e único repartido por quatro campos [29], como está exemplificado na figura 3.1.

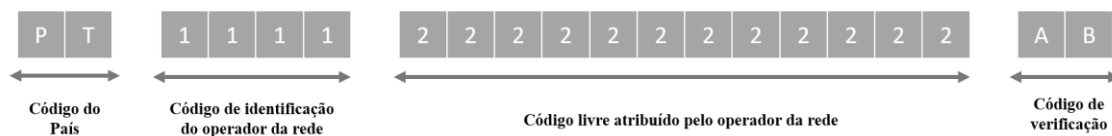


Figura 3.1 – Código do Ponto de Entrega [15]

A escolha da localização do ponto de ligação à rede, no nível de tensão pretendido, deve ser o que se encontra fisicamente mais próximo da instalação e disponha das condições técnicas necessárias à satisfação do pedido [29].

O ponto de interligação ou ponto de receção é descrito como o ponto da rede existente ou a criar onde está previsto ligar uma outra linha de um produtor, cliente, ou outra rede. Ou seja, é onde ocorre a ligação de uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes, designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia elétrica [29], como é o caso da interligação com Espanha.

Um processo de ligação à rede elétrica é sempre iniciado com a necessidade de promover a ligação de uma determinada instalação e é concluído no momento em que a ligação é assumida como apta a ser integrada em exploração na rede.

Uma vez determinada a necessidade de ligação, o requerente tem de apresentar ao operador de rede o formulário por este disponibilizado, onde deve expressar, entre outros aspetos, a potência e o nível de tensão que requisita. Com base na informação constante

no formulário, o operador de rede poderá aferir a necessidade de efetuar um estudo com o objetivo de suportar a realização do orçamento a apresentar ao requisitante [28].

Este orçamento tem de indicar, para apurar os correspondentes encargos, o ponto de ligação para a situação em particular, o tipo de elementos de ligação envolvidos e os respetivos valores de dimensionamento, bem como os encargos com o reforço da rede e com outras matérias que não decorram diretamente da construção efetuada [30].

Posteriormente, o requisitante pode optar por promover a construção dos elementos para uso exclusivo e, mediante acordo nesse sentido, a construção dos elementos de ligação para uso partilhado. Em alternativa, o requisitante poderá, após aceitação dos valores expressos na requisição, apenas solicitar ao operador de rede o início dos trabalhos de construção [28].

A construção da ligação envolve encargos com os elementos de ligação, com o reforço de rede e eventuais encargos de outra natureza, deduzida dos ressarcimentos a que o requisitante tenha direito, quer por ter assumido a construção dos elementos de ligação, quer por se ter tratado de situação em que foi necessário ceder um espaço para a instalação e exploração de posto de transformação [28].

A Figura 3.2 pretende resumir o fluxo de ações envolvido no estabelecimento de ligações às redes de produtores PRE ao abrigo do DL 172/2006, onde estão definidas as condições técnicas de ligação às redes de transporte e distribuição de energia:

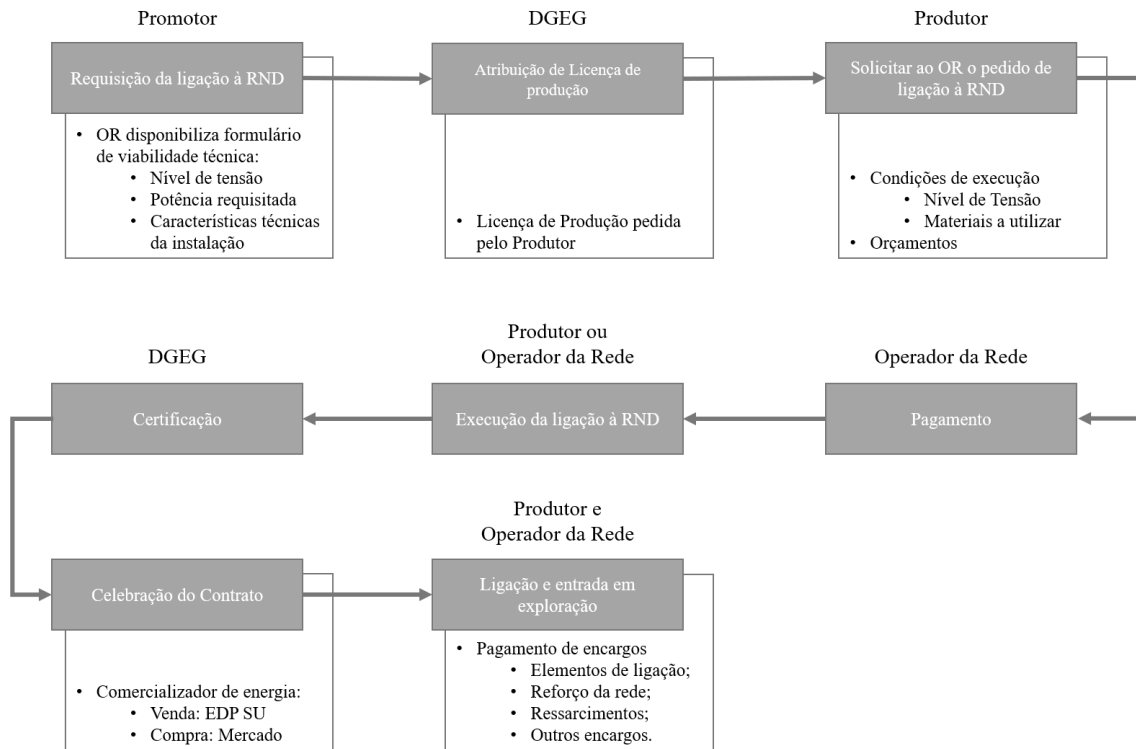


Figura 3.2 – Fluxo do estabelecimento de uma ligação de Produtores em Regime Especial ao abrigo do DL 172/2006 [15]

Numa ligação à rede, o promotor é a entidade do processo de ligação que constrói e/ou explora o centro electroprodutor e submete as candidaturas a concurso público segundo as medidas do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC). É responsável por solicitar ao operador de rede e à DGEG informações sobre a ligação à rede, preencher o requerimento da ligação e fazê-lo acompanhar das informações necessárias, e de prestar ao operador de rede uma caução nas condições regulamentadas para garantia de conclusão de obras [30].

O operador da rede é o maior participante nas soluções de ligação à rede, não sendo apenas responsável por assegurar o abastecimento e segurança do transporte e distribuição da energia elétrica, mas também por verificar se as ligações requisitadas verificam as condições técnicas de acordo com a legislação em vigor e se o requerente possui o licenciamento concedido pela DGEG e ERSE. Caso estas condições sejam verificadas o operador é obrigado a proporcionar a ligação ao cliente, e a informar e aconselhá-lo de modo a proporcionar as melhores soluções técnicas e económicas. Caso contrário, o operador deverá justificar devidamente o fundamento de não verificação das condições junto do cliente e das entidades administrativas competentes [28].

O operador de rede, ao qual é requisitada a ligação, é igualmente responsável por exigir ao requisitante o pagamento dos encargos que tenha suportado com a prestação de serviços de deslocação ao local para avaliar o traçado, o ponto de ligação e de receção de energia, estudos para a elaboração de condições e orçamento de ligação à rede, acompanhamento, fiscalização e receção da obra independentemente de ser o requisitante ou o operador da rede a executar o ramal estes encargos são sempre devidos [30].

3.1.1 Ligação em Alta Tensão

Na rede AT as condições técnicas de ligação à rede são realizadas segundo as condições definidas pela EDP Distribuição, a partir da rede de 60kV até à subestação do requisitante, podendo, face à topologia das instalações, ocorrer dois tipos de ligação: (1) Ligação em antena ou direta; (2) Ligação em anel ou π . Em redes AT as ligações em T não são permitidas.

A ligação em antena, ilustrada na figura 3.3, é uma ligação direta a 60kV entre a subestação da EDP Distribuição e a subestação do cliente, onde pode ou não existir um posto de corte, que pode ser efetuada através de linhas aéreas, cabos subterrâneos ou ligação mista do tipo aérea-subterrânea. A chegada de uma linha aérea à subestação é feita num pórtico [15].

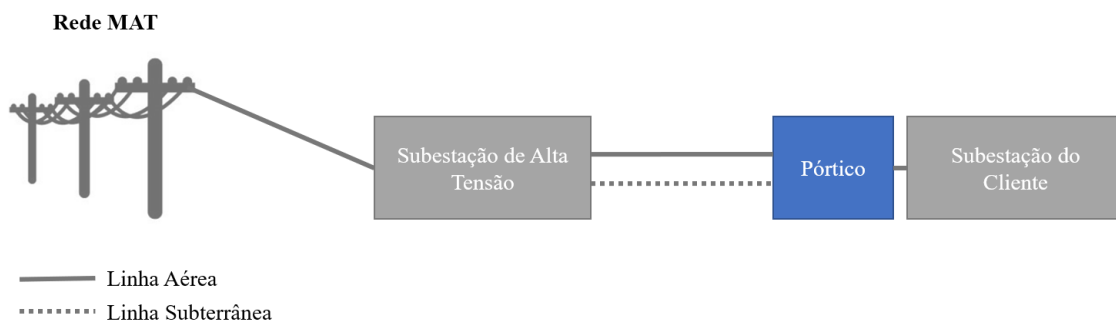


Figura 3.3 – Ligação em antena de uma instalação em Alta Tensão sem posto de corte [15]

A ligação em anel ou π , demonstrada na figura 3.4, é uma ligação a partir de uma linha AT de 60kV, que obriga à construção de um posto de corte junto da subestação do cliente, e que pode ser efetuada através de linhas aéreas ou cabos subterrâneos [15].

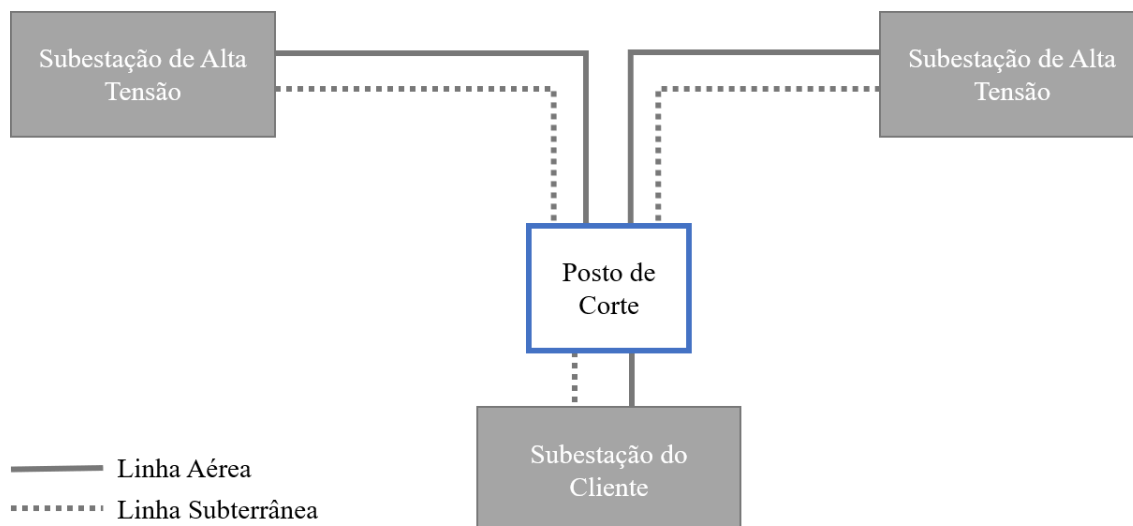


Figura 3.4 – Ligação em π de uma instalação em Alta Tensão com posto de corte [15]

O processo de ligação AT é iniciado pelo requisitante da ligação, que deverá antes de realizar o pedido ter assegurado e analisado em conjunto com o seu promotor e operador, as necessidades específicas das suas instalações, designadamente no que se refere a: tipo de ligação; obtenção de orçamento; condições, opções de execução e prazos; identificação do requisitante e da instalação; características técnicas da instalação de utilização; características dos principais equipamentos elétricos suscetíveis de induzir perturbações na qualidade da onda de tensão ou a ela sensíveis; e necessidade de alimentação alternativa [15].

Posteriormente à finalização do pedido, aceitação das condições impostas pela EDP Distribuição e pagamento, a tramitação da ligação AT segue o fluxo de ações e procedimento normal, descritos na figura 3.5. E o abastecimento de energia elétrica só poderá começar após a execução da ligação à rede, liquidação dos encargos de ligação à rede, licenciamento, vistoria e autorização da entrada em exploração pela DGEG, protocolo de exploração assinado, inspeção das proteções de interligação, e contrato de fornecimento de energia elétrica em comercializador de mercado [15].

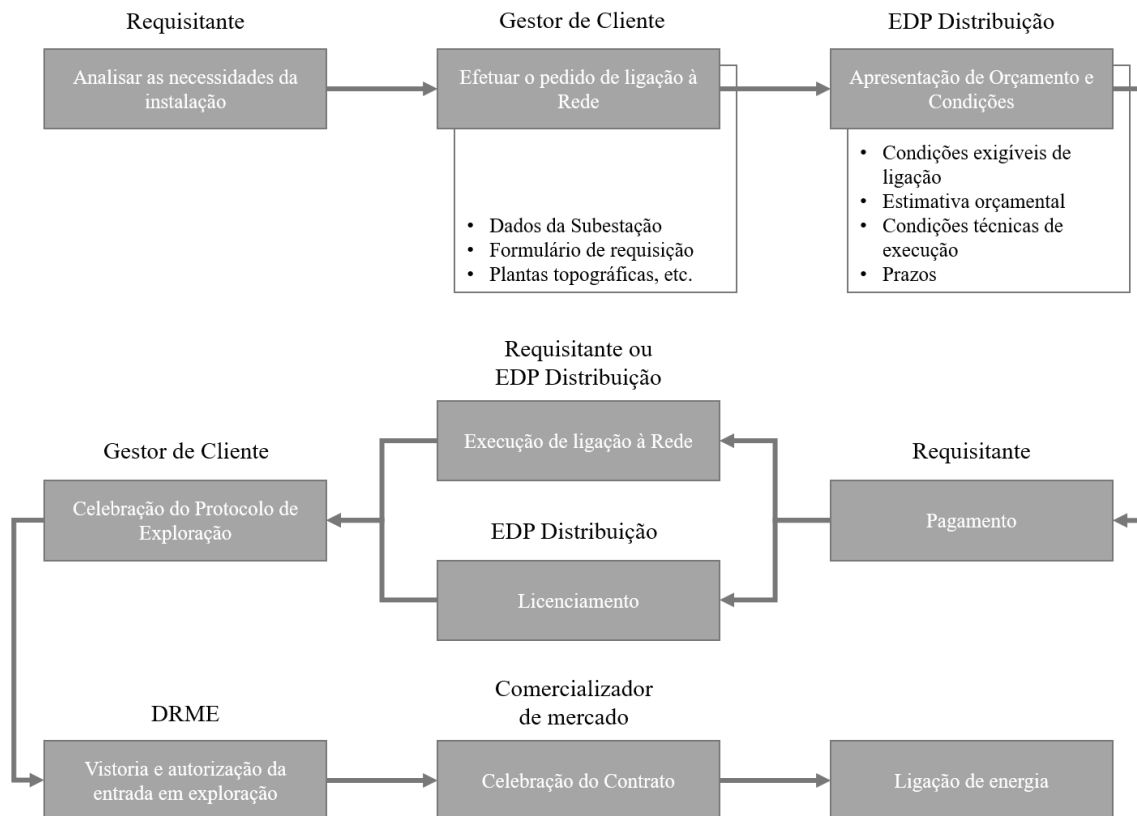


Figura 3.5 – Resumo da tramitação de ligação à rede AT [15].

3.1.2 Ligação em Muito Alta Tensão

Para poderem aceder à RNT os produtores de PRE e PRO devem solicitar à REN, informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede, segundo as regras estipuladas no documento público de referência da REN – Caracterização da RNT para efeitos de Acesso à Rede, e no Regulamento da Rede de Transporte [31].

Os requisitos técnicos para ligação à RNT incluem: requisitos de tensão e frequência; correntes de defeito; requisitos de comportamento perante cavas de tensão e suporte de tensão; regime neutro; sistemas de telecomunicações, telecontagem e comando e proteção; ligação ao SCADA da REN; e outros requisitos que possam ser igualmente solicitados [31].

Posteriormente à análise destas condições, a REN emite o seu parecer, que será parte integrante do pedido de atribuição da Licença de Produção requerido pelo produtor à DGEG [31].

Nas ligações à MAT o projeto e construção da linha MAT é da responsabilidade do promotor da ligação. Após a sua conclusão e estando em conformidade com as especificações da REN passará então para a propriedade da concessionária da RNT [31].

De acordo com o RRC todos os encargos com a ligação à rede são aplicáveis ao produtor. E as condições para construção dos elementos de ligação são estabelecidas por acordo entre o produtor e o operador, mas a construção das infraestruturas necessárias à ligação, que fazem parte das instalações da concessão, são projetadas e construídas pela REN sendo o respetivo encargo imputável ao promotor [30]. O esquema de ligação à rede AT encontra-se simplificado na figura seguinte:

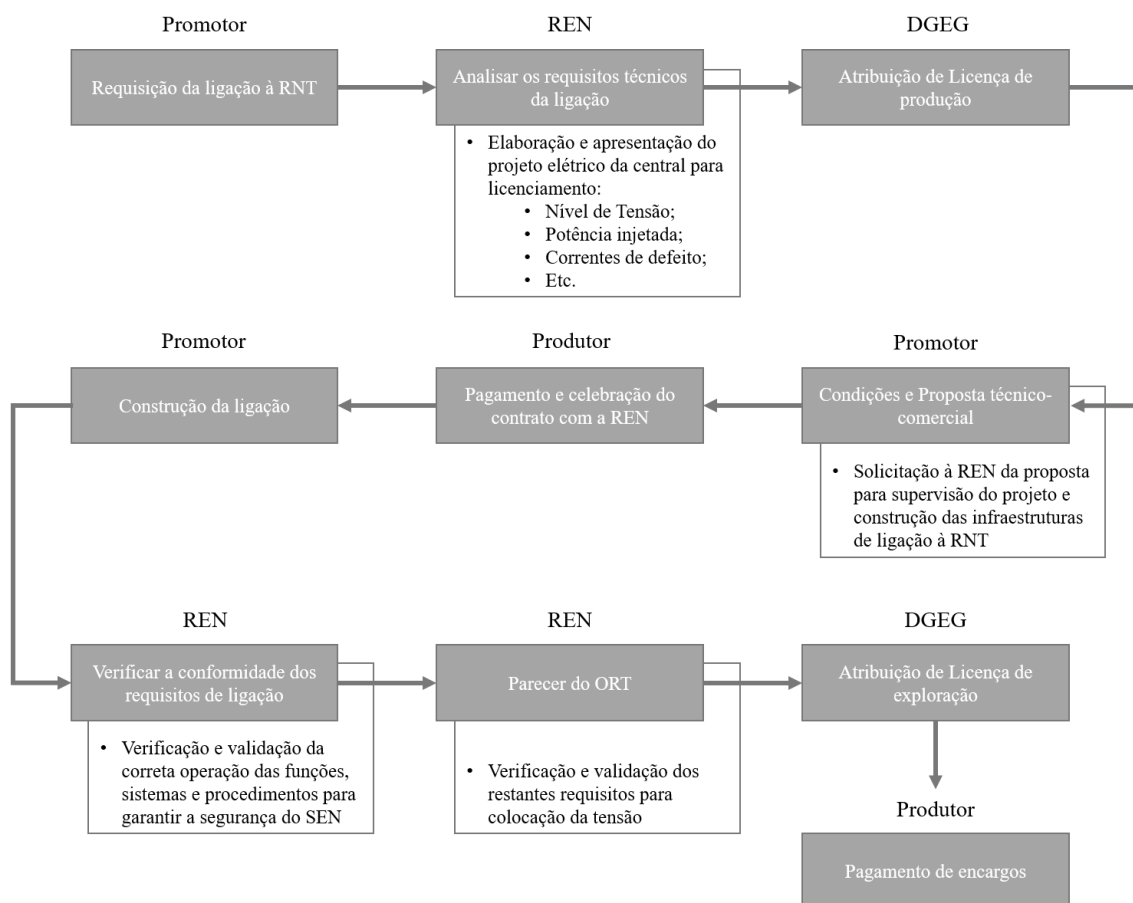


Figura 3.6 – Resumo da tramitação de ligação à rede MAT

3.2 Identificação dos Fatores Determinantes de uma Ligação

3.2.1 Nível de Tensão, Tipologia e Comprimento das Linhas Elétricas

As redes de transporte e de distribuição possibilitam o escoamento da energia elétrica que flui através das linhas de transmissão, e estão organizadas em vários níveis de tensão: Muito Alta Tensão para tensões iguais ou superiores a 110 kV, Alta Tensão para tensões iguais a 60 kV, Média Tensão para tensões entre os 10 e 30 kV, e finalmente Baixa Tensão com valores de tensão iguais a 400/230V.

As linhas de transmissão têm, portanto, de assegurar o transporte e distribuição regional de energia elétrica, podendo ser aéreas (mais utilizado), subterrâneas (zonas urbanas) ou submarinas (*offshore*), e são normalmente constituídas por materiais bons condutores como o cobre, o alumínio e respetivas ligas.

Esta dissertação apenas foca a sua atenção nos níveis de tensão em MAT, organizado por sua vez em três níveis de tensão distintos – 150, 220 e 400kV, e no nível de AT de interligação da RNT com a RND – 60kV. Em cada nível de tensão são concedidos vários tipos de linha:

- 60 kV Simples
- 60 kV Dupla
- 150 kV Simples
- 150 kV Dupla
- 220 kV Simples
- 220 kV Dupla
- 400 kV Simples
- 400 kV Dupla

A capacidade de transporte de uma linha é a sua característica mais importante, e é determinada pelo seu valor de tensão nominal, isto é, quanto mais elevado, maior será também o valor de potência transportável. Porém, quanto maior for a capacidade de transporte da linha, maiores serão igualmente os seus custos associados [32].

Tabela 3.3 - Capacidade de transporte das linhas [33]

Limite térmico (MW)		S_N (MVA)
60 kV	Inverno	60
	Verão	120
150kV	Inverno	325
	Verão	277
220kV	Inverno	476
	Verão	407
400kV	Inverno	1732
	Verão	1480

A potência transitada numa linha deve ser compatível com a sua capacidade de transporte, a qual tem um limite estabelecido. Este limite é determinado pela temperatura máxima admitida pelos condutores, pela estabilidade da marcha síncrona, quando existem geradores ligados nos dois extremos da linha e ainda pela estabilidade de tensão, quando não existe suporte de potência reativa na receção [32].

Aliado à capacidade de transporte das linhas está igualmente o seu comprimento na análise técnica de ligações à rede. O comprimento de uma linha é a característica que influencia, para os mesmos níveis de tensão e carga, a diferença de potencial que existe entre o emissor e recetor de energia [32].

As linhas elétricas são caracterizadas pela sua impedância longitudinal e admitância transversal (exprimindo-se em Ω/km ou S/km , respetivamente).

A impedância (Z) é representada pela resistência e a reactância longitudinais na generalidade dos modelos. A resistência (R) é o parâmetro da linha que condiciona as perdas por efeito de joule e é expressa em Ohm (Ω). A reactância (X), produto da indutância (L) com a frequência angular (ω), é geralmente considerada o parâmetro mais importante da linha elétrica de energia, dada a sua grande influência sobre a capacidade de transporte e na queda de tensão da linha [32].

A admitância transversal de uma linha é representada pela susceptância (B), uma vez que normalmente se despreza a condutância. A susceptância é dada pelo produto da frequência angular com a capacitância dos condutores (C).

Para modelar linhas de redes interligadas é conveniente utilizar o esquema equivalente em π , representado na figura 3.7, onde o ramo longitudinal possui uma impedância e os dois ramos transversais uma admitância.

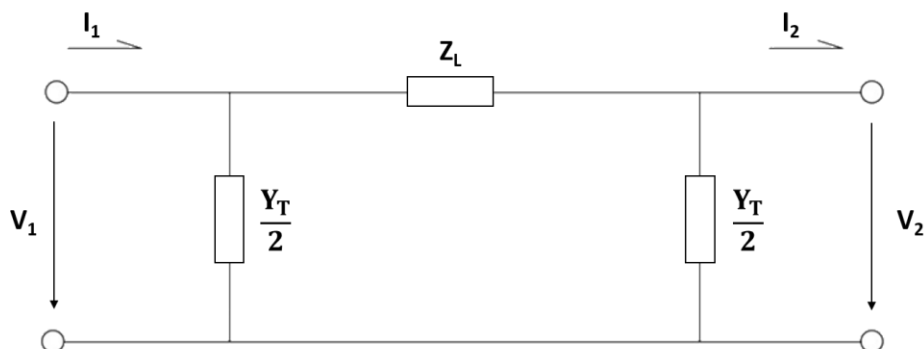


Figura 3.7 – Esquema equivalente em π nominal de uma linha de transmissão [32]

Os parâmetros dos vários tipos de linha utilizados neste projeto, estão compilados na seguinte tabela:

Tabela 3.4 – Tipos de linhas consideradas e os seus parâmetros elétricos

Tipos de Linha	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B ($\mu\text{S}/\text{km}$)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B ($\mu\text{S}/\text{km}$)
60kV, Bear Simples*	0,1180	0,3662	3,1194E-06	0,003278	0,010172	0,0001123
60 kV, Bear Dupla*	0,0590	0,1927	6,0028E-06	0,001639	0,005353	0,0002161
150kV, Bear Simples**	0,00056	0,00192	0,00060	0,00136	0,00386	0,00044
150kV, Bear Dupla**	0,00028	0,00095	0,00119	0,00085	0,00297	0,00058
220kV, Zebra Simples**	0,00016	0,00088	0,00129	0,00060	0,00199	0,00096
220kV, Zebra Dupla**	0,00008	0,00044	0,00263	0,00036	0,00131	0,00121
400 kV, Zambeze Simples**	0,00002	0,00021	0,00548	0,00010	0,00043	0,00379
400 kV, Zambeze Dupla**	0,00001	0,00009	0,01208	0,00007	0,00034	0,00432

Nota: Valor de potência base utilizado para o cálculo dos valores p.u.: $|S_{base}| = 100 \text{ MVA}$.

* -[34]; ** - [35];

3.2.2 Potência de Curto-Circuito

Um curto-circuito é uma alteração estrutural na rede, caracterizado por um percurso de baixa impedância do qual surge uma corrente geralmente muito elevada, e que requer ação imediata devido aos danos que pode causar nos equipamentos [32]. As linhas aéreas estão muito sujeitas a sofrer curto-circuitos pelo facto de estarem muito expostas a fenómenos atmosféricos, fauna e flora, etc.

O cálculo das correntes e potências de curto-circuito em redes com estrutura radial, pode ser feito pela substituição da rede a montante de um barramento pela sua impedância equivalente de Thévenin, também conhecido por impedância de curto-circuito [32]. Esta impedância Z_{THEV} (equação 3.1, em pu) é calculada a partir da potência de curto-circuito S_{cc} (equação 3.2) imposta pela rede a montante no barramento em questão, onde U^0 é a tensão pré-defeito e I_{cc} a corrente de curto-circuito trifásico simétrico. Para o cálculo do majorante do valor de S_{cc} é assumido que a rede está em vazio antes da ocorrência do defeito, com um valor de tensão igual à tensão nominal ou, por segurança $\pm 5\%$ sobre este valor.

$$Z_{THEV} = \frac{K}{S_{cc}} \quad 3.1$$

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U^0 \cdot I_{cc} \quad 3.2$$

A potência de circuito depende da potência girante dos geradores em serviço e da configuração topológica da rede. Quanto maior for a primeira e mais robusta a segunda, maior será a potência de curto circuito, e, portanto, maior será a capacidade de absorção da rede a variações no perfil de tensão.

Por outro lado, se a potência de curto-circuito num barramento for muito maior que as potências em ação na rede a jusante, ou se for desconhecida, pode-se admitir que é infinita, o que corresponde a uma impedância a montante nula.

A tabela 3.5 compila as potências de curto-circuito consideradas neste estudo para cada nível de tensão base.

Tabela 3.5 – Potências de Curto-Circuito consideradas para cada nível de Tensão

Nível de Tensão (kV)	Potência de Curto-Circuito Trifásica (MVA)	
60	Mínimo	426
	Máximo	3164
150	Mínimo	2579
	Máximo	8288
220	Mínimo	7697
	Máximo	13832
400	Mínimo	17442
	Máximo	21616

3.2.3 SCR - Short Circuit Ratio

O *Short Circuit Ratio* (Razão de Curto-Circuito), é um indicador usado para avaliar a robustez de um dado ponto da rede, isto é, de avaliar a sua capacidade em manter constante os seus valores de tensão face às variações de potência que possam existir. A título de exemplo, uma rede com baixo SCR será muito influenciada pela injeção/absorção de potência na rede, o que consequentemente torna os níveis de tensão na rede muito instáveis. Contrariamente, as redes com elevados valores de SCR são muito pouco responsivas às variações de potência ativa e reativa, e, portanto, os seus níveis de tensão não são influenciados por alterações nos sistemas. Definindo-se assim o conceito de força ou robustez da rede, quanto mais baixo o SCR menos robusta será a rede, quanto maior o SCR mais robusta ela será [6].

O SCR num ponto de ligação à rede (SCR_{PdE}) pode ser calculado segundo a equação 3.3 [6], onde P_{PE} é a potência injetada no ponto de entrega do parque eólico, neste caso, ou centro de geração renovável, em MVA, e $S_{CC.PdE}$ é a potência de curto-circuito no mesmo ponto, em MVA:

$$SCR_{PdE} = \frac{S_{CC.PdE}}{P_{PE}} \quad 3.3$$

A adição deste indicador ao âmbito da dissertação é interessante, porque como referido no capítulo 2, existe uma escassez de bons locais ou pontos de ligação à rede elétrica para

novos parques eólicos, e generalizando, para novos centros de geração renovável. Idealmente, estes centros seriam sempre ligados a pontos robustos ou muito robustos da rede, mas não existindo essa hipótese começam a ser investigados outros métodos de ligação, nomeadamente a pontos com menor SCR.

Por exemplo, as ligações de parque eólicos a pontos da rede com baixo SCR levantam preocupações quando o SCR registado no ponto de ligação é mais baixo que um certo limite, estabelecido previamente pelos fabricantes das turbinas eólicas, pois poderá estar em causa o correto funcionamento destes parques nas condições de trânsito estipuladas. [6].

É importante referir que o SCR não fornece o valor de robustez para todo o sistema, apenas revela o valor de robustez no ponto ou local selecionado, pelo que um sistema constituído por vários geradores e linhas de transmissão irá registar diferentes valores de SCR em cada barramento [6].

Segundo o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRÉ) uma ligação apenas é considerada pouco robusta e muito pouco robusta quando o SCR_{pDE} é inferior a 5 e a 3, respetivamente, para alta tensão [6].

3.2.4 Relação X/R

A relação que existe entre a reatância e a resistência da impedância das linhas de transmissão, constitui igualmente uma forma de avaliação da viabilidade técnica de uma ligação à rede. De um modo geral, quando a tensão na linha aumenta, o rácio X/R também aumenta, e semelhantemente a um valor de SCR alto, quanto maior o valor de X/R mais robusto é aquele ponto da rede [6].

A relação X/R é geralmente representada pelo ângulo da impedância equivalente, e no caso dos parques eólicos este valor varia entre os 60 e os 80 graus. Tipicamente um valor de X/R inferior a 3, ou com um ângulo inferior a 70 graus, significa que o ponto da rede em análise é pouco robusto [6].

Novamente, segundo o CIGRÉ é possível discutir os seguintes pontos, relativamente ao impacto que a relação X/R pode ter sobre as redes [6]:

- Tensão no ponto de entrega: Os valores de tensão e X/R são inversamente proporcionais. Ou seja, quando o X/R na linha de transmissão é baixo, a tensão no ponto de entrada aumenta, e vice-versa;

- Flicker: O aumento do valor de X/R causa uma redução significativa do flicker, como consequência direta da diminuição da quantidade de potência ativa, devido ao baixo valor da resistência na linha.

3.2.5 Custos de Ligação

Os custos associados à ligação de redes elétricas constam no despacho nº 14430/2010 emitido pela ERSE sob um modelo de regulação baseado em custos de referência. Este modelo foi desenhado em linha com as melhores práticas internacionais, e teve em conta os comentários apresentados pelos vários intervenientes, nomeadamente os do operador da rede de transporte. O seu objetivo é simplificar a regulação e procurar conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação [36].

Assim, são apresentados na tabela 3.6 os custos de referência associados às tipologias de linha utilizadas no estudo de viabilidade:

Tabela 3.6 - Os custos de referência, a custos totais, para as tipologias de base das linhas de transmissão [36]

Tipologia		Unidade de Investimento	Custo Total
Linhas aéreas de 400 kV	Circuito Simples	km de Linha	282 608 €
	Circuito Duplo		457 154 €
Linhas aéreas de 220 kV	Circuito Simples		205 201 €
	Circuito Duplo		292 092 €
Linhas aéreas de 150 kV	Circuito Simples		205 201 €
	Circuito Duplo		186 046 €
Linhas aéreas de 60 kV*	Circuito Simples		91 200 €
	Circuito Duplo		182 400 €

*- Preços de referência para ligação à rede AT segundo o simulador disponibilizado pela EDP Distribuição [37].

Na construção dos pontos de ligação é necessário contabilizar o número de painéis de linha associados a cada processo de ligação. Assim, podem ser considerados três topologias de montagem para linhas simples e duplas, com e sem ternos separados nas seguintes figuras:



Figura 3.8 – Esquema de montagem de uma linha simples com painéis de linha

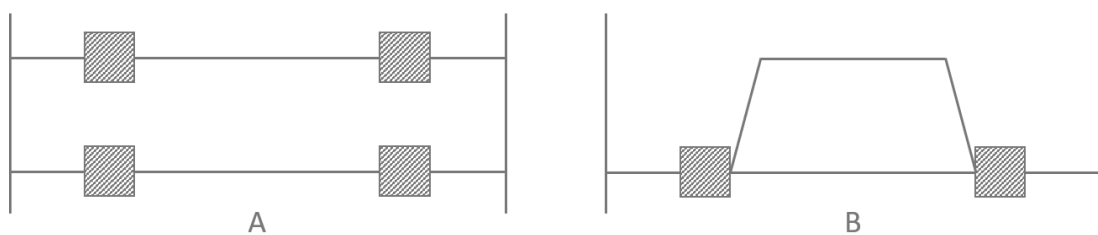


Figura 3.9 – Esquemas de montagem de uma linha dupla com painéis de linha

Da mesma forma que as linhas de transporte e distribuição podem ser aéreas, subterâneas ou marinhas, os painéis de linha podem ser instalados ao ar livre (AIS), híbridos, ou instalados com isolamento a gás (GIS) [36]. Os painéis contemplados e respectivos custos de referência são apresentados na tabela 3.7:

Tabela 3.7 - Os custos de referência, a custos totais, para as tipologias de base dos painéis de linha [36]

Tipologia	Unidade de Investimento	Custo Total
Painéis AIS de 400 kV	Painel	1 776 586 €
Painéis AIS de 220 kV		1 152 038 €
Painéis AIS de 150 kV		978 029 €
Painéis AIS de 60 kV		603 765 €

3.3 Metodologia do estudo do Processo de Ligação

Um dos objetivos principais desta dissertação é construir uma metodologia que dê apoio ao estudo dos processos de ligação de fontes de energia renováveis à rede elétrica. Porém, dado que o âmbito deste projeto não permite realizar uma abordagem sobre todos os tipos de FER existentes, será apresentada nesta secção uma metodologia construída e ensaiada para a ligação de parques eólicos à rede elétrica, mas cujo método poderá ser posteriormente aplicado a outros tipos de FER.

O ponto de partida, para que os objetivos propostos sejam alcançados, está na identificação dos fatores que participam nos processos de ligação à rede elétrica dos centros electroprodutores, dos quais é feita uma exposição na secção 3.2. E dos componentes que constituem o esquema de ligação dos parques eólicos, como o ponto de ligação à rede AC, a linha de transmissão, a subestação, a rede de distribuição do parque em que estão ligadas as turbinas eólicas ou aerogeradores, ilustrados na figura 3.10.

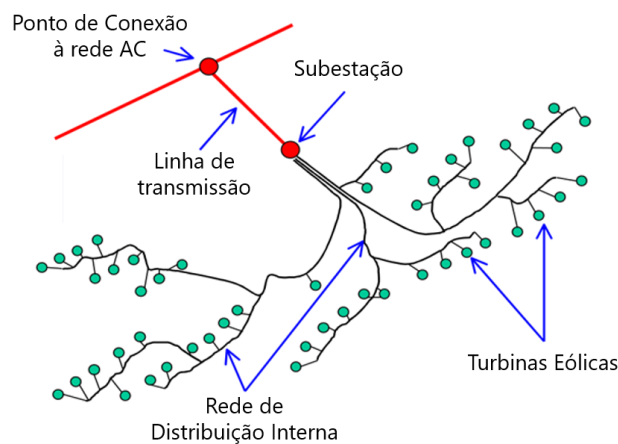


Figura 3.10 – Esquema de ligação de um parque eólico

Posteriormente, são calculadas as soluções de trânsito de energia, primeiro de uma rede simples, representada nas figuras 3.11 e 3.12, constituída por dois barramentos: o primeiro barramento (B1) é o barramento de referência/balanco e o barramento 2 (B2) é um barramento do tipo PQ (de carga ou de geração, neste caso de carga). E de uma rede com 3 barramentos semelhante à rede anterior, mas na qual é assumido a existência de um defeito no primeiro barramento, demonstrada na figura 3.13. O intuito é analisar o

comportamento da tensão nos barramentos de carga para três diferentes cenários de potência de curto-circuito: infinita, mínima e máxima. Ambas as redes são modeladas por um gerador ideal e a injeção de potência na rede é efetuada numa tipologia tipicamente radial.

Os modelos de rede são testados tendo em conta as diferentes características dos tipos de linha para os vários níveis de tensão (60, 150, 220 e 400kV) e de comprimento escolhidos, com o auxílio do software PSS®E da Siemens (v. Xplore 34).

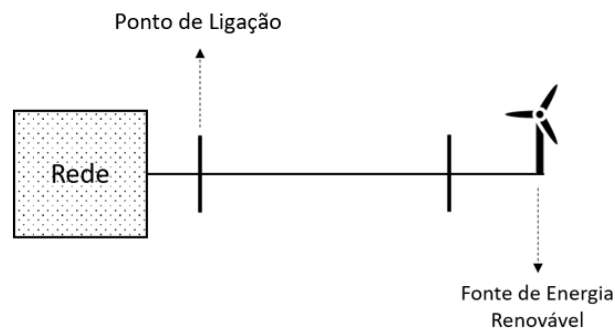


Figura 3.11 - Esquema modular de um sistema com 2 barramentos representativo da ligação de FER à rede

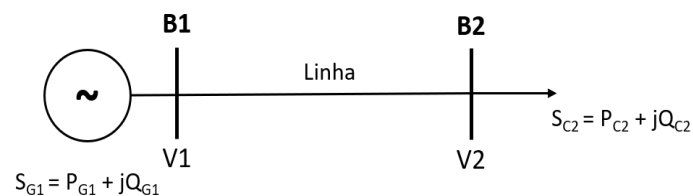


Figura 3.12 – Esquema unifilar de um sistema com 2 barramentos representativo da ligação de FER à rede

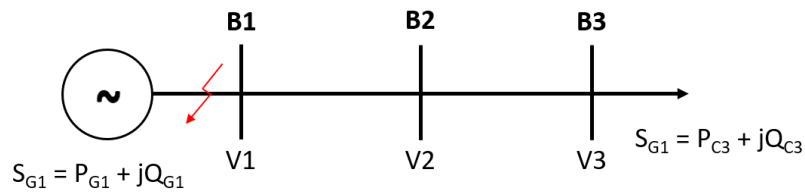


Figura 3.13 - Esquema unifilar de um sistema com 3 barramentos representativo da ligação de FER à rede

3.3.1 Tecnologia dos Geradores Eólicos

Os Geradores Eólicos (GEOL) são responsáveis por converter a energia mecânica em energia elétrica, e comparativamente a outras unidades de geração também ligadas à rede elétrica, os GEOL têm o esforço adicional de estarem a trabalhar com uma fonte de energia (o rotor da turbina eólica) que fornece energia mecânica muito flutuante (torque). Assim, com o decorrer do tempo, surgiram várias tecnologias de GEOL no mercado, das quais os produtores e investidores eólicos podem escolher consoante as suas necessidades.

As turbinas eólicas podem ser projetadas com geradores síncronos ou assíncronos (indutivos), que por sua vez podem ter com ligação direta ou indireta à rede. Ter ligação direta à rede significa que o gerador está ligado diretamente à corrente alternada. E ter ligação indireta significa que a corrente da turbina passa por uma série de dispositivos elétricos, que ajustam a corrente para coincidir com a da rede. Por exemplo, ao optar por um gerador assíncrono, isso ocorre automaticamente.

O tipo de geração escolhido para trabalhar nesta dissertação, foi selecionado com base na exploração de diferentes regimes de funcionamento de máquinas que se ligavam a um determinado ponto da rede, e dos quais foi apurado o cenário mais conservador – o gerador síncrono, que absorve potência ativa e reativa.

3.3.2 Análise e Discussão de Resultados

Como referido anteriormente, os dois modelos de rede estudados foram testados para três cenários diferentes de potência de curto-circuito, em função do comprimento de linha e valores de potência injetada para cada nível de tensão. Para todos os casos de potência injetada foi utilizado um fator de potência igual a 0.95 ($\text{tg } \varphi = 0.33$).

Após calculados os valores de tensão nos barramentos, são monitorizados para cada cenário, as quedas de tensão admissíveis entre o parque eólico e o ponto de ligação à rede,

cuja gama de valores deverá estar entre $\pm 5\%$ (critério de segurança regulamentado em Decreto-Lei).

As tabelas seguintes mostram os resultados obtidos para as redes e cenários anteriormente descritos primeiro para uma linha simples de 60kV e posteriormente para uma linha dupla de 60kV. As tabelas 3.8 e 3.11 apresentam os valores de queda de tensão, em p.u., para a rede de dois barramentos (ver figura 3.12) para o cenário com S_{cc} infinito. As tabelas 3.9, 3.12 e 3.10, 3.13 apresentam os valores de queda de tensão, em p.u., para a rede de três barramentos (ver figura 3.13) para os cenários de S_{cc} máximo e S_{cc} mínimo, respetivamente.

Os valores de tensão representados a branco, são os valores que se encontram dentro do *threshold* definido de $\pm 5\%$, ao seu conjunto será chamado “região admissível”. Os restantes valores, marcados a cor cinza, são resultados que se encontram fora da região admissível e que, portanto, não têm relevância neste estudo.

Tabela 3.8 – Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com S_{cc} Infinito

		Potência Injetada (MW)						
		10	20	30	40	50	60	70
Comprimento da Linha (km)	10	0,9933	0,9865	0,9794	0,9721	0,9646	0,9569	0,9490
	20	0,9867	0,9722	0,9570	0,9409			
	30	0,9799	0,9573	0,9326				
	40	0,9731	0,9415					
	50	0,9660	0,9247					
	60	0,9589	0,9069					
	70	0,9517	0,8878					

Tabela 3.9 - Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)						
		10	20	30	40	50	60	70
Comprimento da Linha (km)	10	0,9923	0,9842	0,9758	0,9671	0,9580	0,9486	
	20	0,9856	0,9698	0,9530	0,9350			
	30	0,9788	0,9547	0,9281				
	40	0,9720	0,9387					
	50	0,9649	0,9217					
	60	0,9578	0,9036					
	70	0,9506	0,8842					
	80	0,9433						

Tabela 3.10 - Queda de tensão em linha simples de 60 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)					
		5	10	15	20	25	30
Comprimento da Linha (km)	10	0,9928	0,9848	0,9763	0,9674	0,9580	0,9480
	20	0,9898	0,9780	0,9653	0,9518	0,9373	
	30	0,9868	0,9711	0,9539	0,9353		
	40	0,9840	0,9641	0,9421			
	50	0,9812	0,9569	0,9297			
	60	0,9784	0,9497				

Tabela 3.11 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)										
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220
Comprimento da Linha (km)	10	0,9966	0,9932	0,9896	0,9861	0,9825	0,9788	0,9751	0,9713	0,9674	0,9635	0,9596
	20	0,9933	0,9862	0,9789	0,9714	0,9637	0,9557	0,9475				
	30	0,9901	0,9792	0,9679	0,9560	0,9435						
	40	0,9869	0,9721	0,9564	0,9396							
	50	0,9838	0,9649	0,9444								
	60	0,9809	0,9575	0,9319								
	70	0,9778	0,9500									
	80	0,9750	0,9423									
	90	0,9721	0,9345									
	100	0,9693	0,9264									
	110	0,9666										
	120	0,9638										

Tabela 3.12 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)							
		20	40	60	80	100	120	140	160
Comprimento da Linha (km)	10	0,9946	0,9889	0,9829	0,9767	0,9703	0,9637	0,9568	0,9497
	20	0,9914	0,9819	0,9719	0,9613	0,9503	0,9385		
	30	0,9883	0,9748	0,9604	0,9451				
	40	0,9852	0,9676	0,9485					
	50	0,9822	0,9603	0,9361					
	60	0,9792	0,9528	0,9231					
	70	0,9763	0,9452						
	80	0,9736	0,9374						
	90	0,9708	0,9294						
	100	0,9681	0,9211						
	110	0,9654	0,9127						
	120	0,9628	0,9040						

Tabela 3.13 - Queda de tensão em linha dupla de 60 kV, com S_{cc} Mínimo

		Potência Injetada (MW)				
		10	20	30	40	50
Comprimento da Linha (km)	10	0,9912	0,9804	0,9687	0,9558	0,9415
	20	0,9906	0,9777	0,9637	0,9482	
	30	0,9901	0,9752	0,9586	0,9404	
	40	0,9897	0,9727	0,9537	0,9322	
	50	0,9894	0,9702	0,9487		
	60	0,9893	0,9678	0,9436		
	70	0,9892	0,9654	0,9385		
	80	0,9892	0,9631	0,9333		
	90	0,9894	0,9608	0,9281		
	100	0,9897	0,9586	0,9228		
	110	0,9900	0,9564	0,9169		
	120	0,9905	0,9543	0,9113		

A análise das tabelas 3.8, 3.9 e 3.10 permite verificar que sempre que aumenta a potência ativa da carga e aumenta o comprimento da linha (distância ao ponto de ligação), o valor de queda de tensão na linha sofre também um aumento progressivo. Um comportamento esperado, registrando-se o menor valor de queda de tensão no cenário S_{cc} infinito e o maior valor no cenário de S_{cc} máximo.

A região admissível gerada em cada tabela irá permitir ao agente, que neste contexto poderá ser um promotor, operador ou mesmo outro tipo agente do sector que procure saber qual a viabilidade de uma ligação à rede, perceber de forma teórica qual o limite de carga máximo (número de equipamentos) que pode ligar ao ponto de ligação que escolheu ou que lhe foi atribuído pelo operador da rede. Tendo sempre em conta a distância a que carga está do ponto de ligação.

Por exemplo, avaliando novamente as tabelas 3.8, 3.9 e 3.10, é possível observar que para uma distância ao ponto de entrega igual a 20 km, só é possível ligar à rede cerca de: (1) 30 MW quando a potência de curto-circuito é infinita, ou quando a carga está em situação de ponta (S_{cc} Máximo); (2) 20 km quando a carga está em situação de vazio (S_{cc} Mínimo).

Aplicando o raciocínio anterior às tabelas 3.11, 3.12 e 3.13, é verificável que para uma distância ao ponto de ligação igual a 20 km, só é possível ligar à rede conjuntos de equipamentos com: (1) 120 MW quando S_{cc} Infinito; (2) 100 MW quando S_{cc} Máximo; (3) 30 MW para S_{cc} Mínimo.

É então demonstrado que a presença de um defeito na rede, seja em situação de ponta ou de vazio, tem um impacto significativo sobre a região de valores de queda de tensão tida como admissível. Como tal, surgem as tabelas 3.14 (linha simples de 60 kV) e 3.15 (linha dupla de 60 kV) para demonstrar esse impacto.

As seguintes tabelas têm como base de comparação as regiões admissíveis identificadas para os cenários de S_{cc} Infinito, marcadas a verde. Depois, é marcada a vermelho a área da região admissível correspondente ao cenário de S_{cc} Máximo. E por fim, é desenhada a amarelo a área da região admissível correspondente ao cenário de S_{cc} Mínimo.

Tabela 3.14 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 60 kV

SCR _{PDE} (MVA)		316,45	158,22	105,48	79,11	63,29	52,74	45,21
P (MW)		10	20	30	40	50	60	70
Comprimento da Linha (km)	10	0,993345	0,986453	0,979372	0,972092	0,964601	0,956886	0,948957
	20	0,986682	0,972244	0,957032	0,940869			
	30	0,979913	0,957290	0,932647				
	40	0,973054	0,941492					
	50	0,965959	0,924736					
	60	0,958889	0,906887					
	70	0,951721	0,887793					
	80							

Legenda: Amarelo – Região Admissível para S_{cc} Mínimo; Vermelho - Região Admissível para S_{cc} Máximo; Verde - Região Admissível para S_{cc} Infinito.

Tabela 3.15 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 60 kV

SCR _{PDE} (MVA)		158,2	79,11	52,74	39,56	31,64	26,37	22,60	19,78	17,58	15,82	14,38
P (MW)		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220
Comprimento da Linha (km)	10	0,9966	0,9932	0,9896	0,9861	0,9825	0,9788	0,9751	0,9713	0,9674	0,9635	0,9596
	20	0,9933	0,9862	0,9789	0,9714	0,9637	0,9557	0,9475				
	30	0,9901	0,9792	0,9679	0,9560	0,9435						
	40	0,9869	0,9721	0,9564	0,9396							
	50	0,9838	0,9649	0,9444								
	60	0,9809	0,9575	0,9319								
	70	0,9778	0,9500									
	80	0,9750	0,9423									
	90	0,9721	0,9345									
	100	0,9693	0,9264									
	110	0,9666										
	120	0,9638										

Legenda: Amarelo – Região Admissível para S_{cc} Mínimo; Vermelho - Região Admissível para S_{cc} Máximo; Verde - Região Admissível para S_{cc} Infinito.

Nas duas tabelas (3.14 e 3.15) é fácil observar que para as linhas simples e dupla de 60 kV com presença de defeito, as respetivas regiões admissíveis são consideravelmente mais conservadoras. Um resultado igualmente esperado uma vez que quanto maior é o valor de S_{cc} , maior é a capacidade de absorção da rede a variações no perfil de tensão.

Na secção anterior deste capítulo, foi introduzido o conceito de *Short Circuit Ratio* (SCR) também apresentado nas tabelas anteriores, e cujo os resultados foram calculados utilizando a equação 3.3. E onde segundo, o CIGRÉ uma ligação apenas é considerada pouco robusta e muito pouco robusta quando o SCR_{PDE} é inferior a 5 e a 3, respetivamente, para alta tensão. Pela observação dos resultados obtidos é possível concluir que essa gama de valores não se traduz para a realidade portuguesa, ou pelo menos para os modelos de rede estudados.

No entanto, é igualmente possível observar a gama de valores de SCR para os quais os valores de queda de tensão das regiões admissíveis variam. Ou seja, na tabela 3.14 o SCR varia entre 52 e 316 MVA para o cenário de S_{cc} Infinito, entre 63 e 316 MVA para o cenário de S_{cc} Máximo, e entre 158 e 316 MVA o cenário de S_{cc} Mínimo.

O procedimento descrito até este ponto, foi aplicado de igual forma para os restantes níveis de tensão, ou seja, simples e dupla de 150, 220 e 400, cujos resultados podem ser encontrados nos Anexos desta dissertação (ver A1 Tabelas de Queda de Tensão nas Linhas).

Por fim, as tabelas 3.16, 3.17 e 3.18 estabelecem uma comparação entre as soluções técnicas encontradas para todos os casos estudados (linhas simples e duplas de 60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV). Estas tabelas procuram igualmente ser, só por si, mais uma ferramenta que poderá ser utilizada pelo promotor ou operador da rede para aferir de forma rápida qual a solução técnica mais vantajosa para o seu problema. Por exemplo, se um indivíduo desejar determinar qual é a melhor solução para um comprimento de ligação de 100 km e potência injetada 100 MW verá que para Scc Infinito as melhores soluções serão linha simples de 220 kV ou 400 kV, e ou linhas duplas de 150 e 220 kV. Podendo à partida excluir quaisquer possibilidades de selecionar linhas simples de 60 e 150 kV, ou de linhas duplas de 60 e 400 kV.

Tabela 3.16 – Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)																			
		10	20	30	40	50	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	1000	1200	1400	1600	1800
Compromisso da Linha (km)	20	60 LS	60 LS/LD	60 LS/LD	60 LD	60 LD 150 LS/LD 220 LS	150 LS/LD 220 LS/LD 400 LS	150 LS/LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	40	60 LS	60 LD	60 LD	60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	60	60 LS	60 LD	60 LD	60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	80		60 LD			150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	100		60 LD			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	120		60 LD			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	140					150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	160					150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	180					150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	200					150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
220					150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
240						150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
260						150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
280						150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
300						150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
320							400 LS	400 LS	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
340							400 LS	400 LS	400 LS												
360							400 LS	400 LS	400 LS												

Legenda: 60 LS – Linha Simples de 60kV; 60 LD – Linha Dupla de 60kV; 150 LS – Linha Simples de 150 kV; 150 LD – Linha Dupla de 150 kV; 220 LS – Linha Simples de 220 kV; 220 LD – Linha Dupla de 220 kV; 400 LS – Linha Simples de 400 kV; 400 LD – Linha Dupla de 400 kV.

Tabela 3.17 - Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)																			
		10	20	30	40	50	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	1000	1200	1400	1600	1800
Comprimento da Linha (km)	20	60 LS 60 LS	60 LS/LD 60 LS	60 LS/LD 150 LS	60 LD 150 LS	60 LD 150 LS/LD 220 LS	150 LS/LD 220 LS/LD 400 LS	150 LS/LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	40	60 LS 60 LS	60 LD 60 LD	60 LD 150 LS	60 LD 150 LS	60 LD 150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	150 LD 220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	60	60 LS 60 LS	60 LD 60 LD	60 LD 150 LS	60 LD 150 LS	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	80		60 LD 60 LD	60 LD 150 LS	150 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	100		60 LD 60 LD	60 LD 150 LS	150 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	120		60 LD 60 LD	150 LS		150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	
	140			150 LS		150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 220 LD/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	160					150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	180					150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	200					150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
220					150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD				
240					150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD				
260					150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	400 LS	400 LS											
280					150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	400 LS												
300					150 LD	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	400 LS												
320						400 LS	400 LS	400 LS													
340						400 LS	400 LS	400 LS													

Legenda: 60 LS – Linha Simples de 60kV; 60 LD – Linha Dupla de 60kV; 150 LS – Linha Simples de 150 kV; 150 LD – Linha Dupla de 150 kV; 220 LS – Linha Simples de 220 kV; 220 LD – Linha Dupla de 220 kV; 400 LS – Linha Simples de 400 kV; 400 LD – Linha Dupla de 400 kV.

Tabela 3.18 - Soluções técnicas para todos os níveis de tensão e tipologias de linha com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)																			
		10	20	30	40	50	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	1000	1200	1400	1600	1800
Compromisso da Linha (km)	20	60 LS 60 LS	60 LS/LD 60 LS/LD	60 LD 150 LS/LD 220 LS	150 LS/LD 220 LS	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	150 LD 220 LS/LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	40	60 LS/LD 60 LS/LD	60 LD 60 LD	60 LD 150 LS/LD 220 LS	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	150 LD 220 LS/LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD
	60	60 LD 60 LD	60 LD 60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	80	60 LD 60 LD	60 LD 60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	100	60 LD 60 LD	60 LD 60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	120	60 LD 60 LD	60 LD 60 LD	150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	140			150 LS/LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD		
	160			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	180			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	200			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	220			150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LS	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS/LD	220 LD 400 LS/LD	400 LS/LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD	400 LD			
	240			150 LD	150 LD	150 LD	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	400 LS											
	260			150 LD	150 LD	150 LD	150 LD 220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS												
	280			150 LD	150 LD		220 LD 400 LS	220 LD 400 LS	220 LD 400 LS												
	300			150 LD	150 LD																
	320																				
	340																				

Legenda: 60 LS – Linha Simples de 60kV; 60 LD – Linha Dupla de 60kV; 150 LS – Linha Simples de 150 kV; 150 LD – Linha Dupla de 150 kV; 220 LS – Linha Simples de 220 kV; 220 LD – Linha Dupla de 220 kV; 400 LS – Linha Simples de 400 kV; 400 LD – Linha Dupla de 400 kV.

4 Ferramenta de Apoio ao Cálculo da Solução de Ligação à Rede

A ferramenta de apoio para o cálculo de soluções de processos de ligação às redes de Muito Alta Tensão e Alta Tensão foi produzida em formato de aplicação web com base nas linguagens de programação PHP e HTML. É uma ferramenta de trabalho construída na ótica dos operadores de redes e promotores de ligação às redes, com o intuito de facilitar os cálculos técnico-económicos de ligação.

O capítulo está estruturado em três partes. Primeiro será explicada a metodologia de construção dos modelos preditivos dos dados obtidos pelas simulações realizadas no software PSS®E da Siemens e que estão na raiz do algoritmo da aplicação. Depois será então esclarecido com detalhe a lógica de funcionamento por detrás desta aplicação. E por fim, a aplicação é testada com o caso de estudo do parque eólico do Alto do Minho.

4.1 Modelo Preditivo dos Dados

Numa fase inicial da projeção da aplicação, foi integrada uma base de dados em MySQL onde constavam todos os valores das baterias de testes da queda de tensão das várias linhas e níveis de tensão, apresentados na secção 3.3.

Porém, esta solução era bastante redutora, uma vez que só permitia trabalhar com o conjunto limitado de valores simulados disponíveis, e com o conjunto fixo de valores para o comprimento de linha e para a potência injetada. Era necessária uma solução que melhor representasse as necessidades do problema abordado.

Assim, foi adotado um modelo preditivo para os dados obtidos até então, através do modelo estatístico de regressão linear com o auxílio da aplicação de parametrização de curvas (*Curve Fitting*) do Matlab, um software de alta performance para cálculo numérico, que oferece uma interface interativa em que é possível ajustar as curvas e superfícies dos dados e gerar gráficos.

O principal objetivo da regressão linear é traduzir matematicamente a relação entre um conjunto de variáveis dependentes ($y_1, y_2, \dots, y_i$) e uma variável independente (x_1), ou seja, com a regressão linear consegue-se prever um valor que inicialmente não era possível estimar. Por essa razão este modelo estatístico tem muitas aplicações práticas, fazendo dele um dos mais importantes e estudados modelos. No entanto, a generalidade dos problemas não conta apenas com uma variável dependente, e por isso existe uma particularidade deste modelo denominada regressão linear múltipla que permite a existência de mais do que uma variável independente ($x_1, x_2, \dots, x_i$). Para esta dissertação foram identificadas as variáveis independentes – comprimento de linha e potência injetada, e apenas uma variável dependente – a queda de tensão na linha.

O modelo de regressão linear deve o seu nome porque considera que a relação da resposta das variáveis independentes às variáveis dependentes é uma função linear dos seus parâmetros. Também existe outro modelo de regressão alternativo à linear, a regressão não-linear, mas os modelos que dependem linearmente dos seus parâmetros são mais práticos e fáceis de ajustar, pois as propriedades dos seus estimadores são mais acessíveis e simples de determinar [38].

A relação entre ambas as variáveis, é dada pela equação da regressão linear. Um conjunto de duas variáveis é representado pela equação 4.1, que define uma reta num espaço bidimensional [39].

$$y = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_1 + \varepsilon \quad 4.1$$

A variável dependente y pode ser expressa em termos de uma constante β_0 também chamado de coeficiente de regressão, que representa a ordenada na origem do referencial, e um declive β_1 vezes a variável independente x_1 . O termo ε é o fator erro, que se assume igual a zero, e como tal a equação 4.2 passa a ser [39]:

$$y = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_1 \quad 4.2$$

No caso da regressão linear múltipla, quando existe mais que uma variável independente, não é possível visualizar uma reta de regressão no espaço bidimensional, mas sim uma superfície num espaço, que pode ser calculada com a mesma facilidade através da equação 4.3 [38]:

$$y = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_1 + \beta_2 \cdot x_2 + \dots + \beta_p \cdot x_p \quad 4.3$$

A equação de regressão linear expressa a melhor previsão da variável dependente, em relação às variáveis independentes, porém as previsões dificilmente são perfeitas e há normalmente uma variância substancial dos pontos observados na proximidade das retas ou superfícies de regressão calculadas. A este desvio é chamado de valor residual, e quanto menor ele for, à partida, melhor será o ajuste das retas ou superfícies. No caso, da regressão linear múltipla os resíduos (diferença entre os valores previstos e os valores observados) seguem a distribuição normal [38].

O ajuste dos modelos é geralmente feito pelo método dos mínimos quadrados, e é comumente avaliado pelo coeficiente de determinação *R-Square*, ou R^2 , dado pela equação 4.4 em que SQ_{res} e SQ_{tot} correspondem à soma dos quadrados dos resíduos e soma dos quadrados totais, respetivamente [39]:

$$R^2 = 1 - \frac{SQ_{res}}{SQ_{tot}} \quad 4.4$$

O R^2 é 1 menos a variância residual, significando que quando a variação dos valores residuais perto da linha ou superfície de regressão é pequena as previsões da equação de regressão são boas. Por exemplo, se não existir relação entre as variáveis x e y , então a razão entre a variância residual e a variância original é igual a 1, e o R^2 seria 0 (o modelo não era significativo). Se x e y estão perfeitamente relacionados não há variância residual e o R^2 seria igual a 1 (o modelo era significativo). Na maioria dos casos, o valor de R^2 está entre estes dois extremos, 0 e 1 [38].

O valor de R^2 é interpretado da seguinte forma, se $R^2 = 0,4$ é sabido que a variância dos valores de y em torno da linha ou superfície de regressão está entre 1 e 0,4. Por outras palavras, a previsão feita pela equação de regressão linear apenas explica 40% da variância original e resta 60% de variabilidade residual. Idealmente, o modelo de regressão linear procura explicar a maioria, senão a totalidade da variação original. Portanto, o R -

Square é um indicador de quão bem o modelo gerado se ajusta aos dados, quanto mais próximo da unidade melhor.

A inclusão de inúmeras variáveis, mesmo que detenham muito pouco poder explicativo sobre a variável dependente, irão aumentar o valor de R^2 . Isto incentiva a inclusão indiscriminada de variáveis que prejudicam os modelos. Para combater esta tendência, é possível usar uma alternativa do coeficiente de determinação que penaliza a inclusão de variáveis pouco explicativas, trata-se do R^2 ajustado [38]:

$$R'^2 = 1 - \frac{n - 1}{n - (k + 1)} (1 - R^2) \quad 4.5$$

Onde $k + 1$ representa o número de variáveis mais a constante. A inclusão de variáveis com pouco poder explicativo prejudica o valor do R^2 ajustado, porque aumenta k , mas não aumenta substancialmente o R^2 .

A regressão linear, em especial a regressão linear múltipla, é uma técnica que permite relacionar as variáveis que um utilizador quiser e, geralmente, pelo menos algumas delas serão significativas. No entanto, quanto maior for o número de variáveis em utilização, maior terá de ser o número de observações, pois logicamente é difícil tirar conclusões de uma análise de, por exemplo, 100 itens com base em 10 amostras. É aconselhável que se tenham, pelo menos 10 a 20 vezes mais observações que variáveis, para que as estimativas de regressão linear sejam estáveis e conclusivas [38].

Nos modelos de regressão linear é assumido que a relação entre as variáveis é linear, contudo esta suposição pode nunca vir a ser confirmada. A vantagem é que os processos de regressão linear não são fortemente afetados por pequenos desvios nesta suposição. Porém, é boa prática gerar sempre o gráfico de dispersão das variáveis de interesse e avaliar o seu comportamento. Se a curvatura resultante não for evidente, provavelmente é necessário considerar a transformação das variáveis utilizadas ou assumir um modelo não linear [38].

Para cada nível de tensão e tipologia de linha foram obtidas três equações lineares, uma equação para o cenário em potência de curto-circuito infinita, outra para o cenário em potência de curto-circuito máxima, e por último para o cenário em potência de curto-circuito mínima. A tabela 4.1 ilustra o trabalho desenvolvido para as linhas simples e dupla de 60 kV. O conjunto de teste usado para estes resultados, e o trabalho desenvolvido para os restantes níveis de tensão e linhas estão anexados a este documento (ver A2 Resultados dos Modelo Preditivo de Dados).

Tabela 4.1 – Resultados da parametrização dos dados obtidos para linha simples e dupla de 60 kV

Tensão Base	Tipologia da Linha	Potência de CC	Equação de Regressão Linear	Coefficientes	R ²	R ² ajustado
60 kV	Simples	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2$	p00 = 0,9988 p10 = 0,0001322 p01 = 0,0001269 p20 = -5,496e-07 p11 = -7,83e-05 p02 = -1,053e-06	1	0,9999
		Máximo		p00 = 0,9985 p10 = 0,0001531 p01 = 4,987e-05 p20 = -5,667e-07 p11 = -8,031e-05 p02 = -1,731e-06	1	0,9999
		Mínimo		p00 = 0,9994 p10 = 0,0001101 p01 = -0,0006892 p20 = 1,12e-07 p11 = -8,118e-05 p02 = -7,634e-06	0,9998	0,9998
	Dupla	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	p00 = 1 p10 = -1,219e-05 p01 = -4,804e-06 p20 = 1,161e-06 p11 = -1,596e-05 p02 = 1,228e-07 p30 = -2,943e-10 p21 = -4,041e-08 p12 = -1,93e-08 p03 = -6,326e-13	1	1
		Máximo	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2$	p00 = 0,9992 p10 = 8,595e-05 p01 = -5,87e-05 p20 = 2,716e-07 p11 = -2,056e-05 p02 = -3,284e-07	0,9999	0,9998
		Mínimo	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	p00 = 1 p10 = 9,194e-05 p01 = -0,0008082 p20 = 7,318e-07 p11 = -1,486e-05 p02 = -1,711e-06 p30 = 3,432e-10 p21 = -2,627e-08 p12 = -1,591e-07 p03 = -2,687e-08	1	1

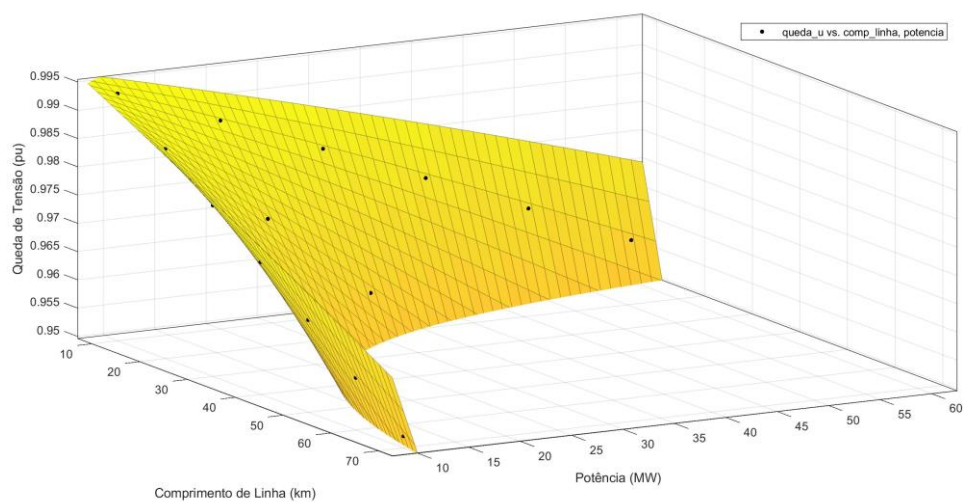


Figura 4.1 - Superfície da linha simples de 60 kV com S_{cc} infinito

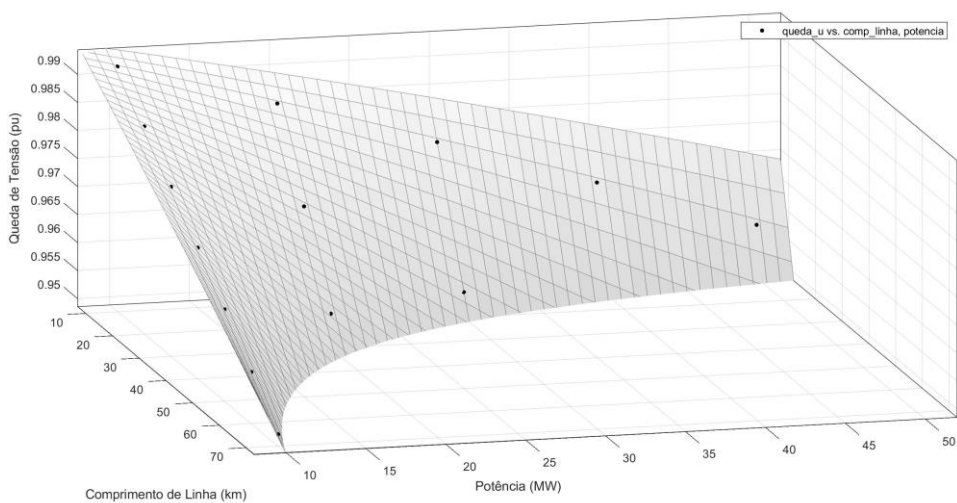


Figura 4.2 - Superfície da linha simples de 60 kV com S_{cc} máximo

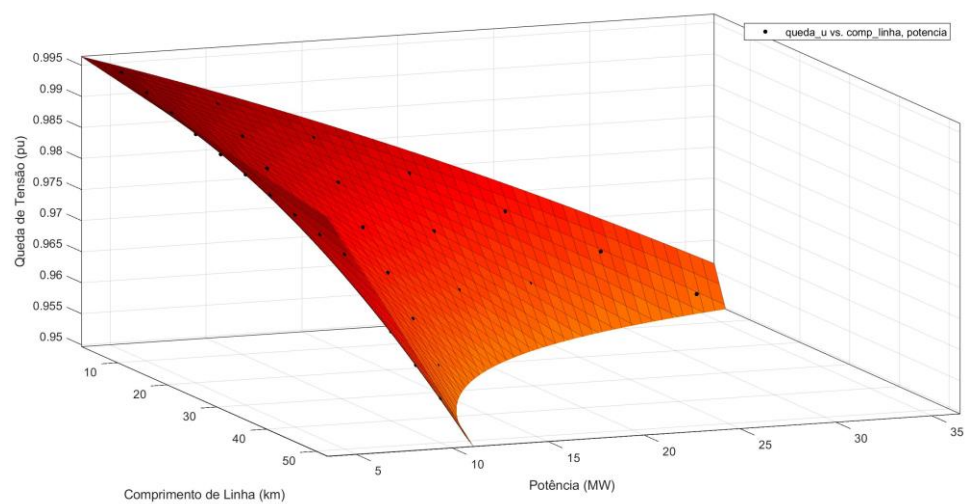


Figura 4.3 - Superfície da linha simples de 60 kV com Scc mínimo

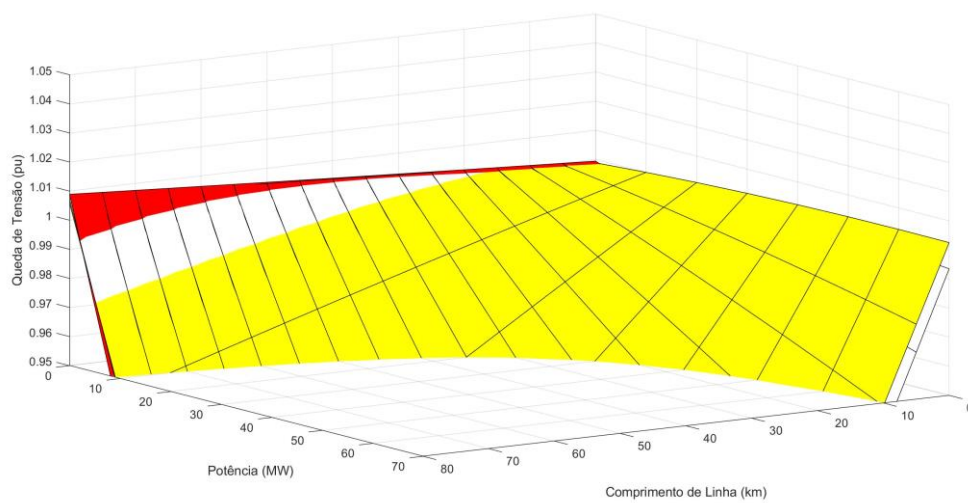


Figura 4.4 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista frontal

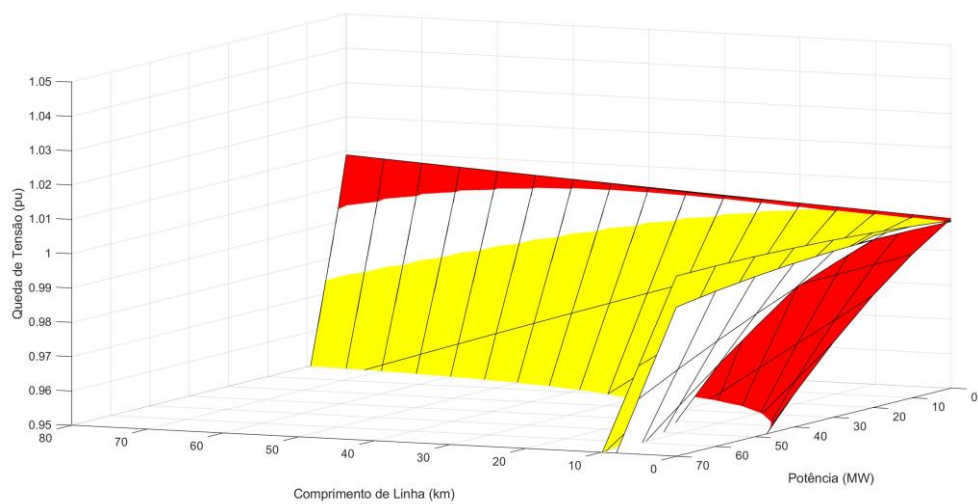


Figura 4.5 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista de perfil direito

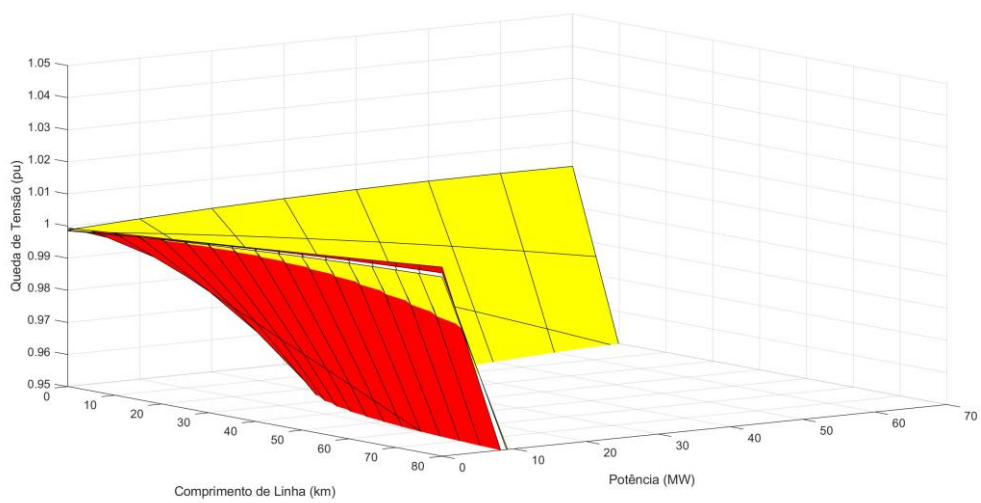


Figura 4.6 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista de perfil esquerdo

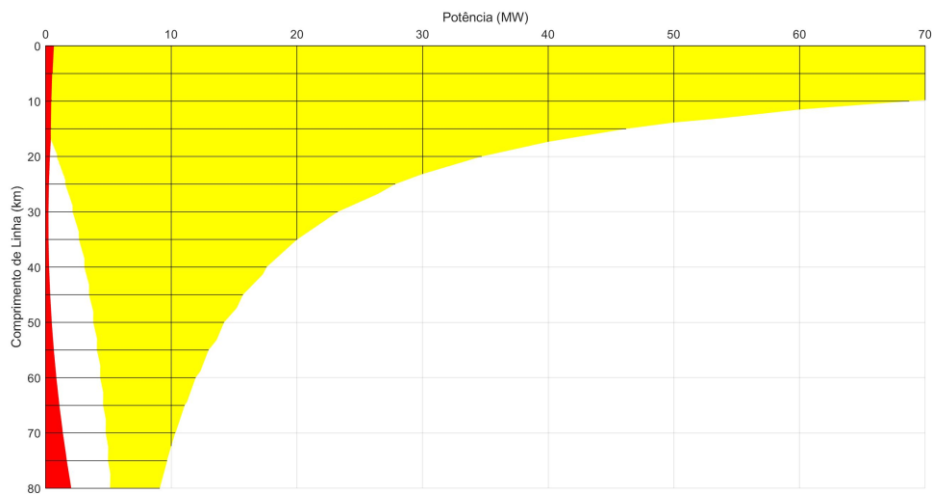


Figura 4.7 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 60 kV, vista do topo

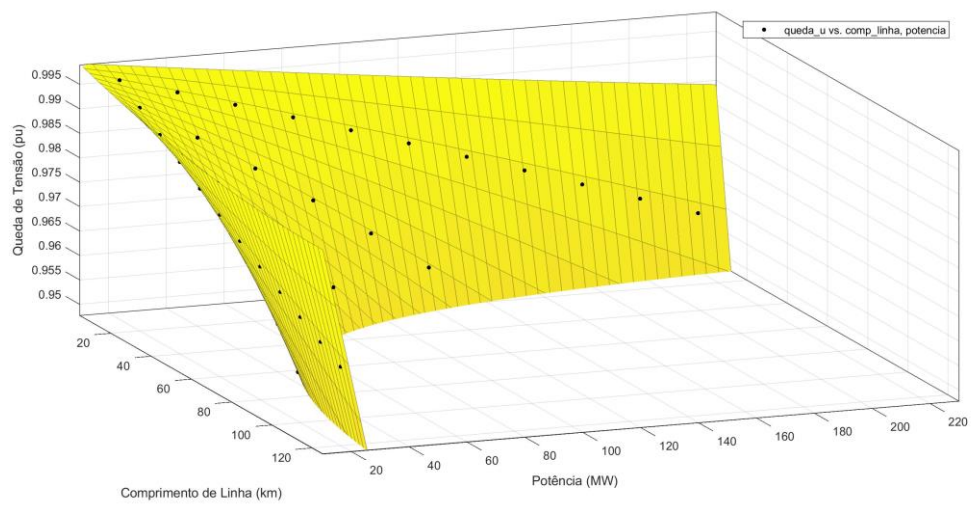


Figura 4.8 - Superfície da linha dupla de 60 kV com Scc infinito

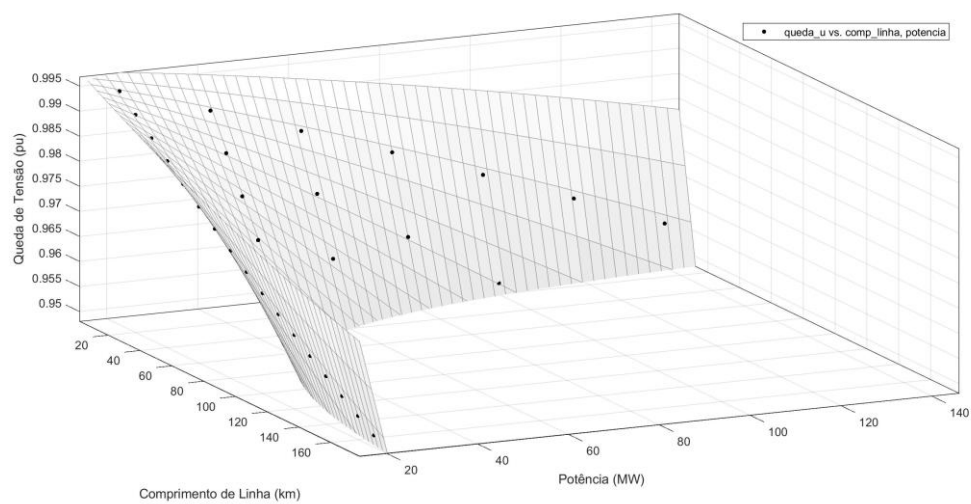


Figura 4.9 - Superfície da linha dupla de 60 kV com Scc máximo

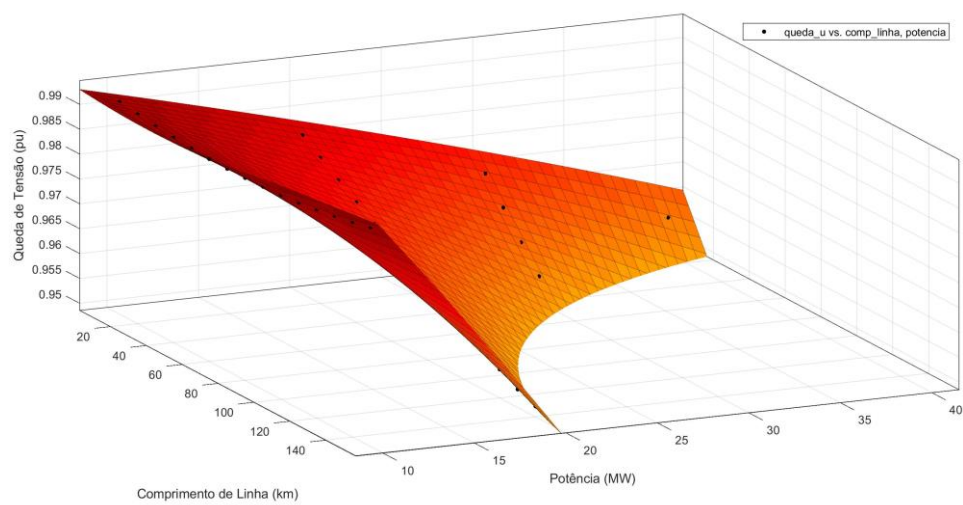


Figura 4.10 - Superfície da linha dupla de 60 kV com Scc mínimo

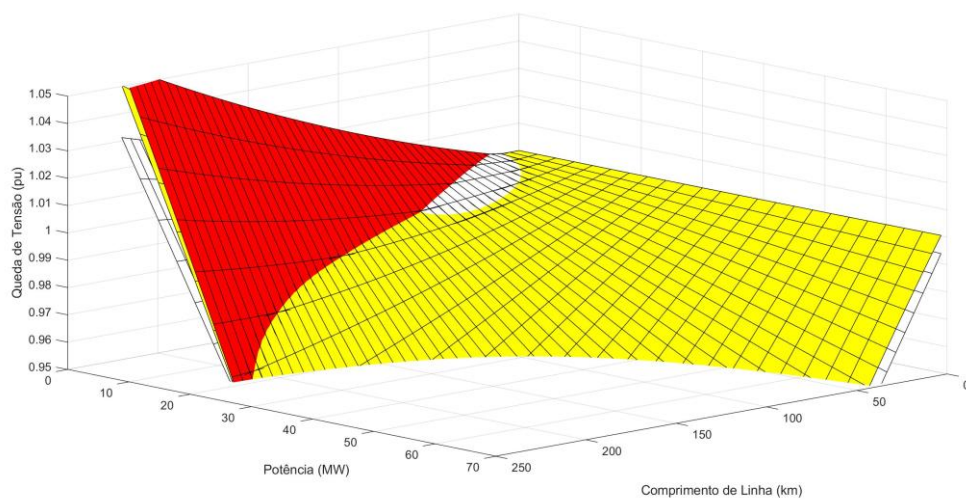


Figura 4.11 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista frontal

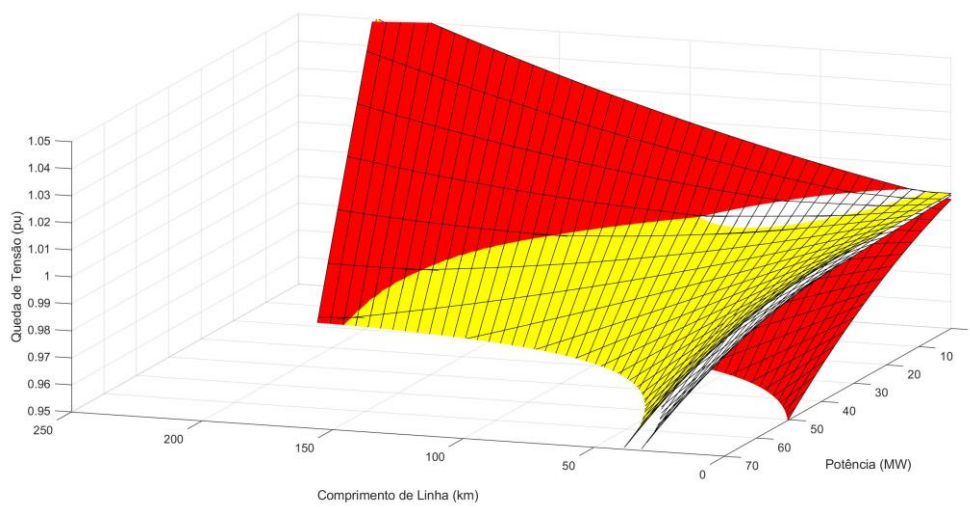


Figura 4.12 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista de perfil direito

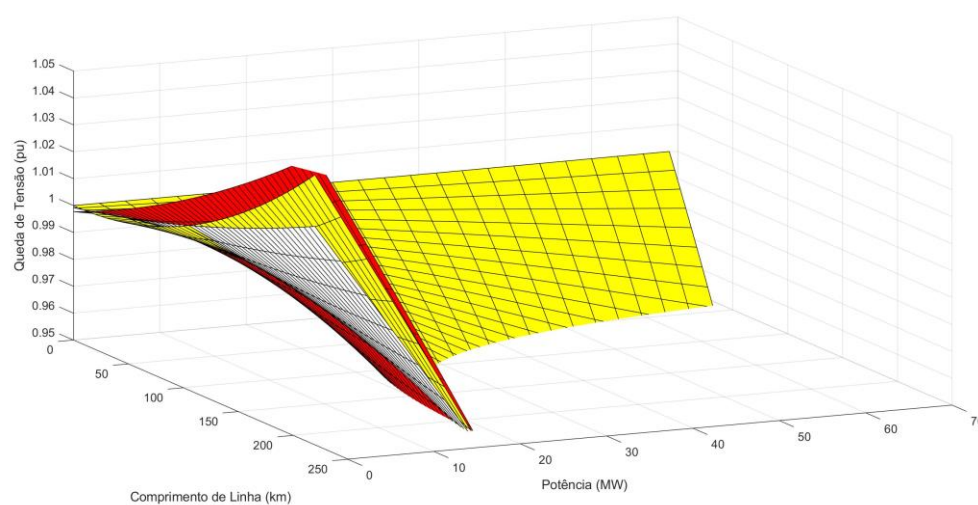


Figura 4.13 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista de perfil esquerdo

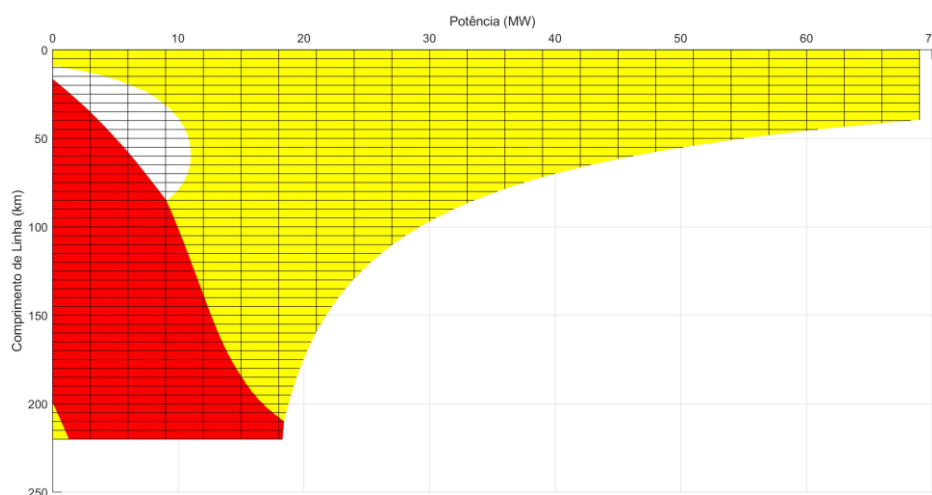


Figura 4.14 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 60 kV, vista do topo.

Na tabela 4.1 é possível ver que foram utilizadas equações de regressão linear com graus diferentes, isto porque para todos os cálculos realizados foram experimentadas equações polinomiais de 1º, 2º, 3º e 4º grau.

A regressão polinomial é um caso especial da regressão linear múltipla, onde por incrementar ou decrementar o grau n de cada equação é possível obter modelos que melhor

se ajustam ao conjunto de pontos em estudo. Geralmente, quanto maior for o grau da equação, maiores serão os valores de R^2 e R^2 ajustado, e aparentemente melhor o modelo criado. Todavia, aumentar o grau das equações não é uma solução por si só, uma vez que polinômios de grau elevado podem ser enganadores e conduzir a situações de *overfitting* ou extrapolação dos limites dos dados [38].

Assim sendo, apenas foram selecionadas as equações cujo valor de R^2 ajustado estava mais próximo da unidade e cujo o *output* era mais semelhante ao conjunto de teste. Porque, apesar dos valores de R^2 e R^2 ajustado constituírem excelentes indicadores da significância dos modelos criados, não são absolutos e dependem de muitos fatores, como os referidos números de variáveis dependentes e independentes, e de observações. Portanto, nem sempre um modelo com R^2 e R^2 ajustado iguais a 1 mostrava ser o mais adequado ao problema e como tal era escolhido o modelo com valores de *R-Square* ligeiramente mais baixos (grau n mais baixo), mas que apresentava melhores resultados.

As figuras de 4.1 a 4.3 e de 4.8 a 4.10 são o conjunto das superfícies geradas para cada modelo de 60 kV, nas quais é possível confirmar visualmente a qualidade do ajuste de cada modelo (cada ponto negro corresponde a um valor do conjunto de teste).

As figuras 4.4 a 4.6 e 4.11 a 4.13 formam o culminar do modelo preditivo dos dados, em que são apresentadas as três curvas geradas com os modelos da tabela 4.1: amarelo – S_{cc} Infinito, branco - S_{cc} Máximo, e vermelho - S_{cc} Mínimo, e que permitem ter uma imagem visual da relação que existe entre os valores de queda de tensão nas linhas de 60 kV para cada cenário de potência de curto-circuito.

Por outro lado, as figuras 4.7 e 4.14 pretendem conseguir realizar um paralelismo com as tabelas 3.14 e 3.15 apresentadas no capítulo anterior. Onde é possível verificar que as regiões admissíveis conseguidas para estas figuras são coerentes com as manchas obtidas anteriormente na análise e discussão dos resultados experimentais.

4.2 Aplicação Web

A aplicação foi baseada nas linguagens de desenvolvimento web PHP e HTML, pela sua velocidade, simplicidade, compatibilidade e eficiência. Juntamente com a utilização de CSS – *Cascading Style Sheets*, um mecanismo que permite adicionar cores, tipos de letra, etc. a documentos web, conferindo à aplicação um aspeto interativo e amigável para todos os seus utilizadores.

A opção de projetar uma aplicação web nas tecnologias indicadas foi assente nos seguintes pontos:

- **Acessibilidade** – Por se tratar de uma aplicação web, parte-se da premissa que não é necessário qualquer aquisição de pacotes de instalação ou ficheiros executáveis para a sua utilização. Para tal, é apenas essencial ter um ponto de acesso à internet (*browser*) e ligação à rede;
- **Mobilidade** – Uma aplicação web usufrui da vantagem de estar *online* e como tal desde que exista conexão à internet, esta pode ser acedida a partir de qualquer dispositivo: computador, smartphone, tablet, etc., permitindo aos profissionais operar quando e onde querem;
- **Portabilidade** – Nos dias que correm é possível instalar o PHP na maioria dos sistemas operativos e servidores, de forma gratuita. O que por sua vez trabalha a favor dos baixos custos de manutenção. Além disso, o facto de ser uma linguagem orientada a objetos, com uma sintaxe relativamente simples e fácil de aprender, e ter uma comunidade de programadores que regularmente lançam atualizações de tutoriais e documentação, torna-a muito popular, versátil e poderosa [40];
- **Segurança** – O PHP fornece segurança contra ataques indesejados, pois possui várias camadas de segurança para evitar ameaças e ataques mal-intencionados. Adicionalmente, o código PHP é interpretado no lado do servidor, sendo que o cliente/utilizador apenas tem acesso ao lado processado pelo HTML – a página do website. Por outras palavras, os utilizadores não conseguem ter acesso ao código fonte a menos que acedam ao servidor [40];
- **Integração** – O PHP pode ser integrado em múltiplas aplicações web e bases de dados como o mySQL [40].

As figuras 4.15 e 4.16 apresentam o fluxograma da lógica utilizada para o cálculo dos preços das linhas e painéis de linha, respetivamente:

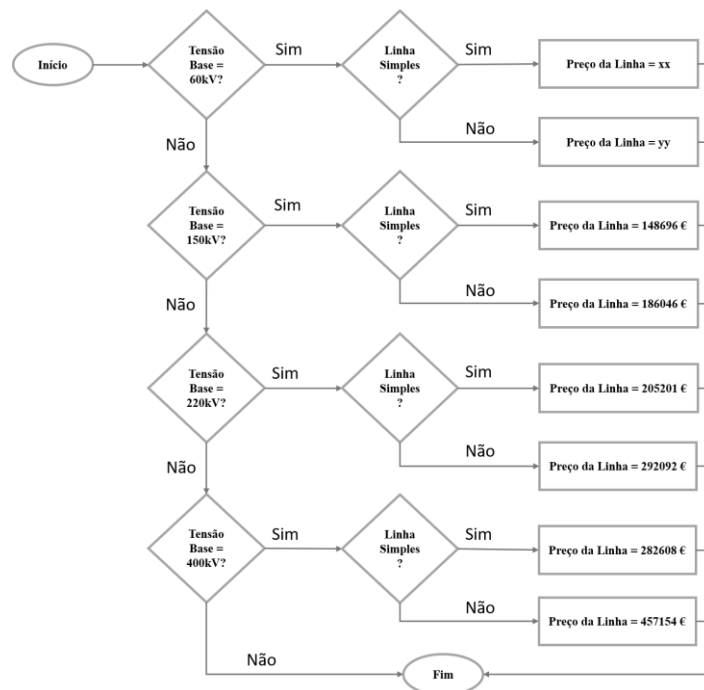


Figura 4.15 - Fluxograma para cálculo do preço das linhas.

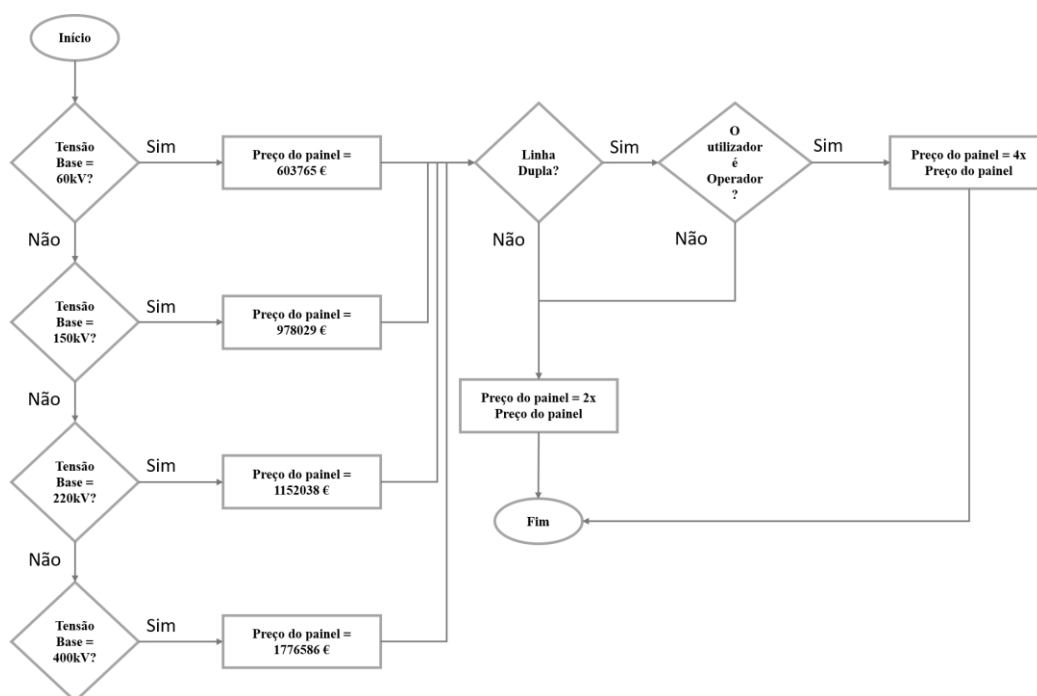


Figura 4.16 – Fluxograma para cálculo do preço dos painéis de linha.

E a figura 4.17 mostra a página inicial da aplicação, em que para o seu arranque o operador ou promotor deverá seleccionar o tipo de utilizador a que corresponde, e de seguida indicar o comprimento de linha, em km, e potência de injeção, em MW, da ligação à rede elétrica que quer calcular.

Calculador de Ligação à Rede Elétrica

Tipo de Utilizador
Promotor ▼

Comprimento da Linha (km)

Potência

Submeter

Soluções de Ligação à Rede Elétrica

Nível de Tensão	Potência CC	Tipo de Linha	Queda de Tensão	Preço
-----------------	-------------	---------------	-----------------	-------

Figura 4.17 - Página inicial da ferramenta de apoio à decisão do processo de ligação

Posteriormente (ver figura 4.18), a aplicação apresenta o conjunto de soluções técnicas viáveis para os parâmetros introduzidos pelo utilizador, isto é, caso o valor de queda de tensão da linha de uma solução não esteja de acordo com o critério dos padrões de segurança assumidos no capítulo anterior, então essa solução não é viável do ponto de vista técnico e como tal é descartada - não é apresentada ao utilizador. Os valores de queda de tensão nas linhas são calculados com base nos modelos preditivos correspondentes. É igualmente importante referir que o exemplo apresentado na figura mencionada é meramente ilustrativo, uma vez que uma ligação com 200 km de comprimento de linha teria uma distância irrealista. Sendo que, a maior distância ao ponto de ligação registada em território nacional, até à data, não excede os 100 km de comprimento.

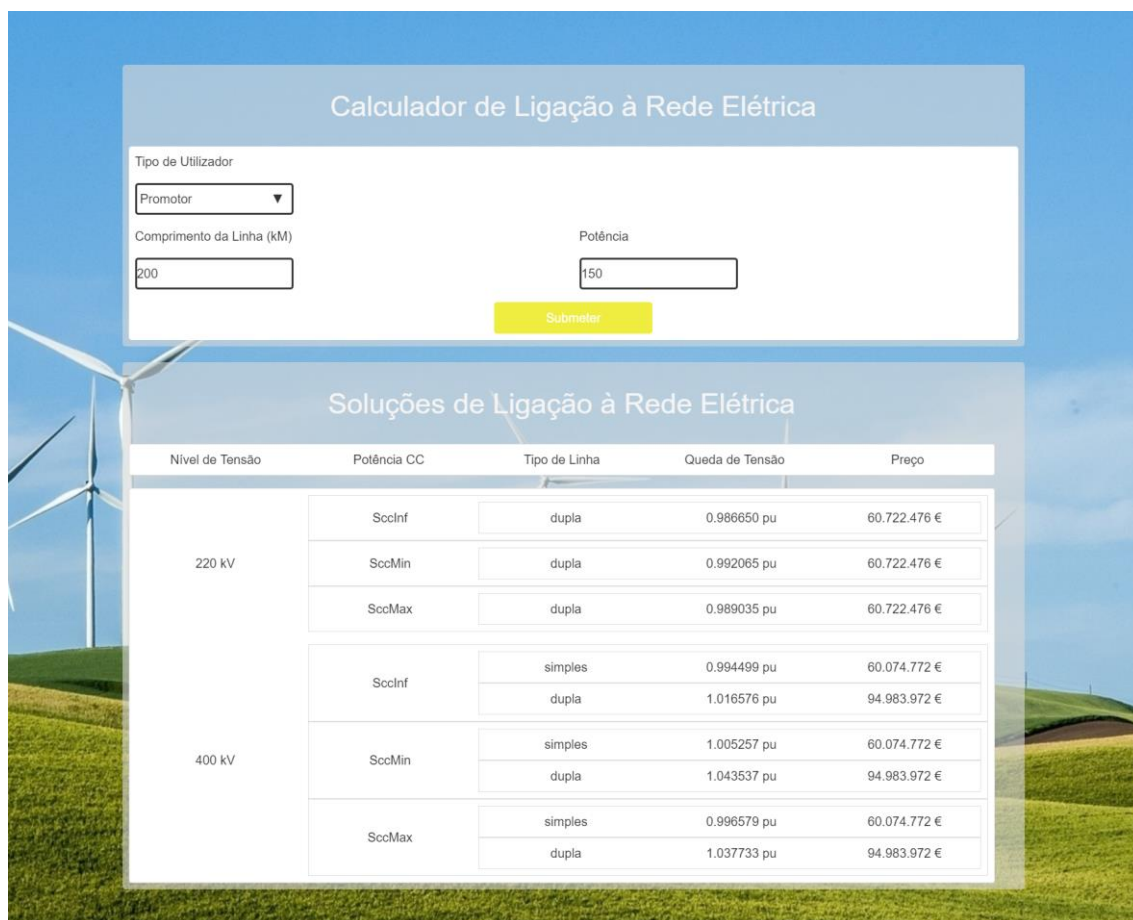


Figura 4.18 – Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um promotor que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW

São igualmente disponibilizados os custos de ligação associados a cada solução. O preço das ligações é calculado segundo a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Custo (€)} = & \text{Preço linha (€/km)} \times n^{\circ} \text{ km} \\ & + \text{Preço painel (€/uni)} \times n^{\circ} \text{ uni} \end{aligned} \quad 4.6$$

O cálculo do custo depende diretamente do tipo de utilizador e do tipo de montagem das linhas, e do número de painéis de linha. Por exemplo, para uma linha simples o esquema de montagem será igual ao apresentado na figura 3.8, onde é apenas necessário conhecer o preço do circuito simples da linha e o preço de dois painéis de linha para saber o seu custo. Mas, para uma linha dupla o processo de cálculo é um pouco mais complexo, porque existem dois tipos de montagem (ver figura 3.9).

O critério de escolha para estes dois esquemas incide sobre o tipo de utilizador. Se o utilizador for operador da rede, irá optar pela montagem da figura 3.9 A, um pouco mais dispendiosa pois tem mais painéis de linha, mas também mais segura. Se o utilizador for promotor da ligação irá optar pela montagem da figura 3.9 B, cujo custo de ligação é mais acessível. Ou seja, o que se pretende reforçar é que ao promotor são sempre apresentadas propostas tecnicamente viáveis, mas de menor custo, enquanto que ao operador são apresentadas todas as soluções tecnicamente admissíveis. As figuras 4.19 e 4.20 procuram ilustrar o tipo de resultados apresentados para o promotor e operador, respetivamente, para os mesmos valores de comprimento de linha e de potência ativa requisitada.



Figura 4.19 - Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um promotor que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW

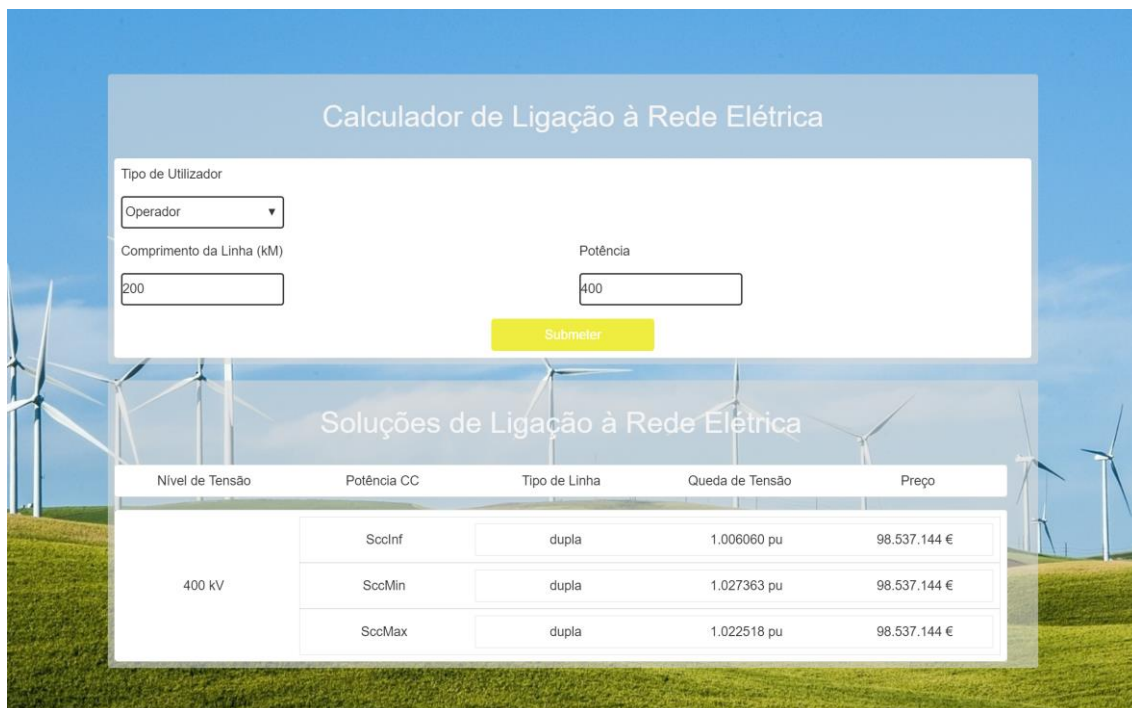


Figura 4.20 - Exemplo de soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para um operador que requer um comprimento de linha de 200 km e uma potência igual a 400 MW

A precisão da aplicação criada foi verificada pela sua utilização no caso de estudo do parque eólico do Alto Minho apresentado na secção seguinte. Além disso, o tempo de processamento do algoritmo construído é avaliado como rápido, pois de um conjunto de teste de 100 pedidos realizados à aplicação todas as respostas foram disponibilizadas ao utilizador em menos de 1 segundo, através de uma rede 3G.

4.3 Caso de Estudo – Parque Eólico do Alto Minho

A região do Alto Minho coincide com o distrito de Viana do Castelo, uma região rica em serras de altitude crescente, do litoral atlântico para o interior, desde a Serra de Arga a Oeste, até à cordilheira da Peneda, Soajo e Laboreiro. Nestas cumeadas estão atualmente instalados quatro parques eólicos com diferentes capacidades e características. Os parques eólicos de Espiga, de Arga e de São Paio localizam-se nos relevos de Caminha e Vila Nova de Cerveira, enquanto que o parque eólico do Alto Minho I (ver figura 4.21), um dos maiores da Europa, engloba cinco subparques que se localizam em 4 concelhos do Alto Minho, com uma potência total instalada de 290MW.

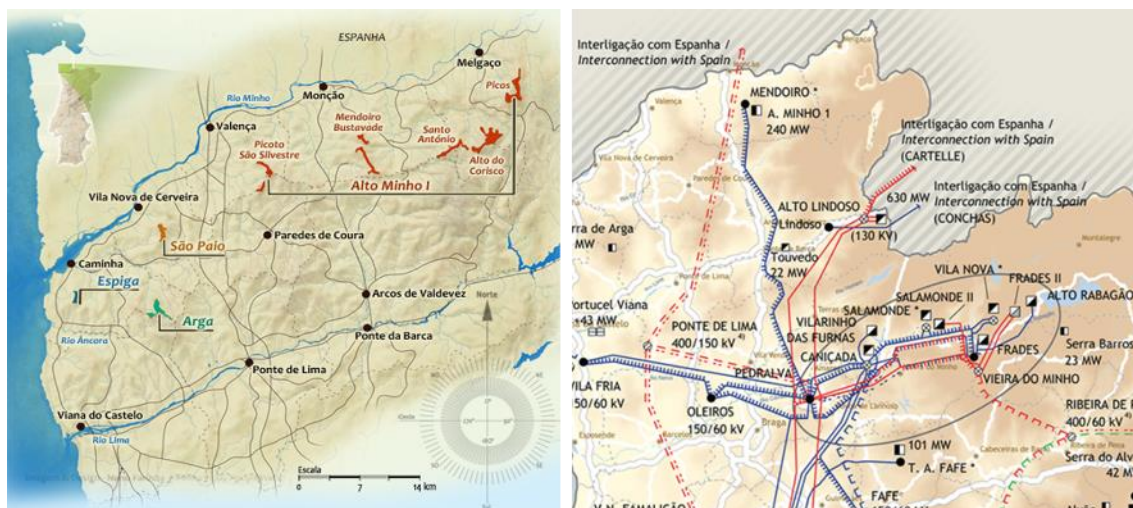


Figura 4.21 – Localização geográfica do parque eólico do Alto Minho I

O parque eólico do Alto Minho I foi o escolhido para validar a aplicação de apoio criada. Neste sentido, é solicitado o cálculo de soluções de ligação para uma potência instalada de 290 MW e uma distância ao ponto de ligação (comprimento de linha) de 53 km. A escolha destes parâmetros não foi aleatória, corresponde efetivamente aos parâmetros reais do parque. Assim sendo, as figuras seguintes ilustram os resultados obtidos:

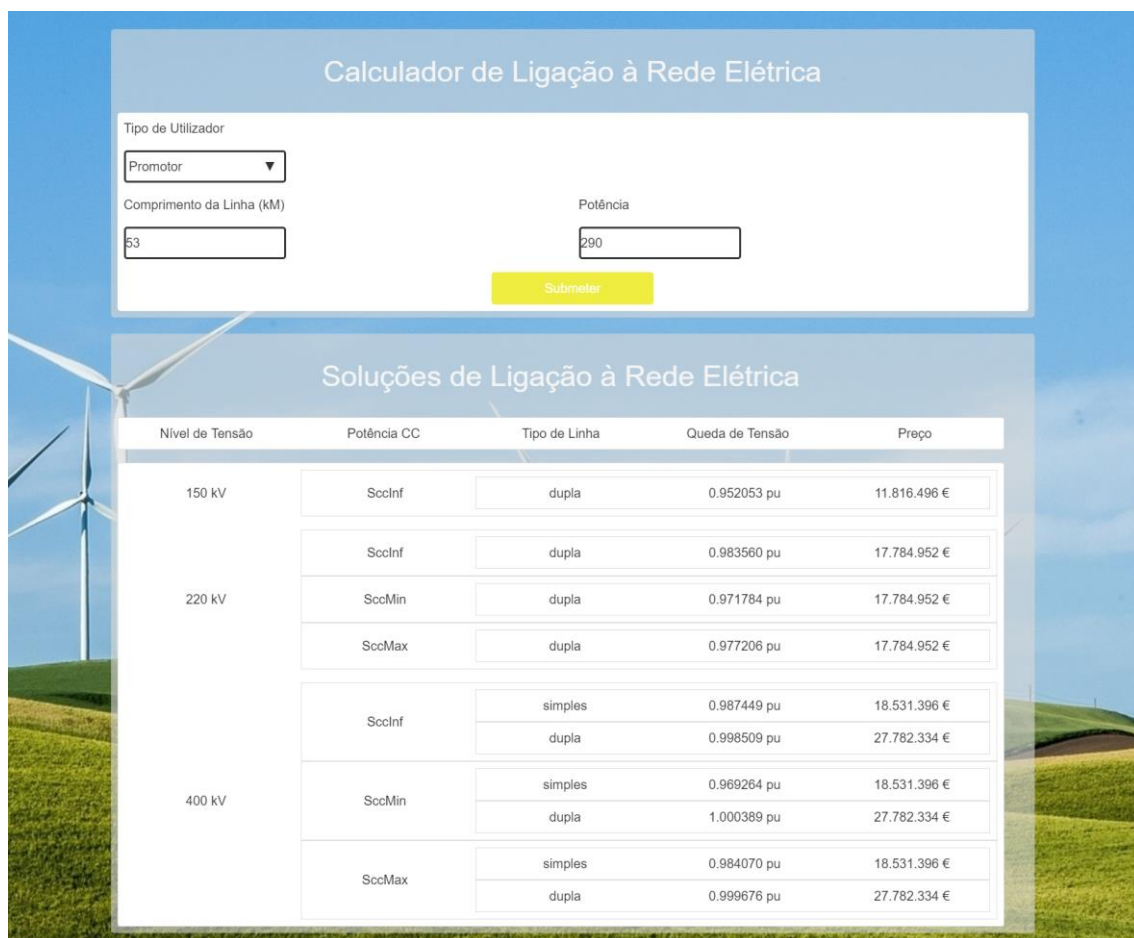


Figura 4.22 - Soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para o promotor da ligação.

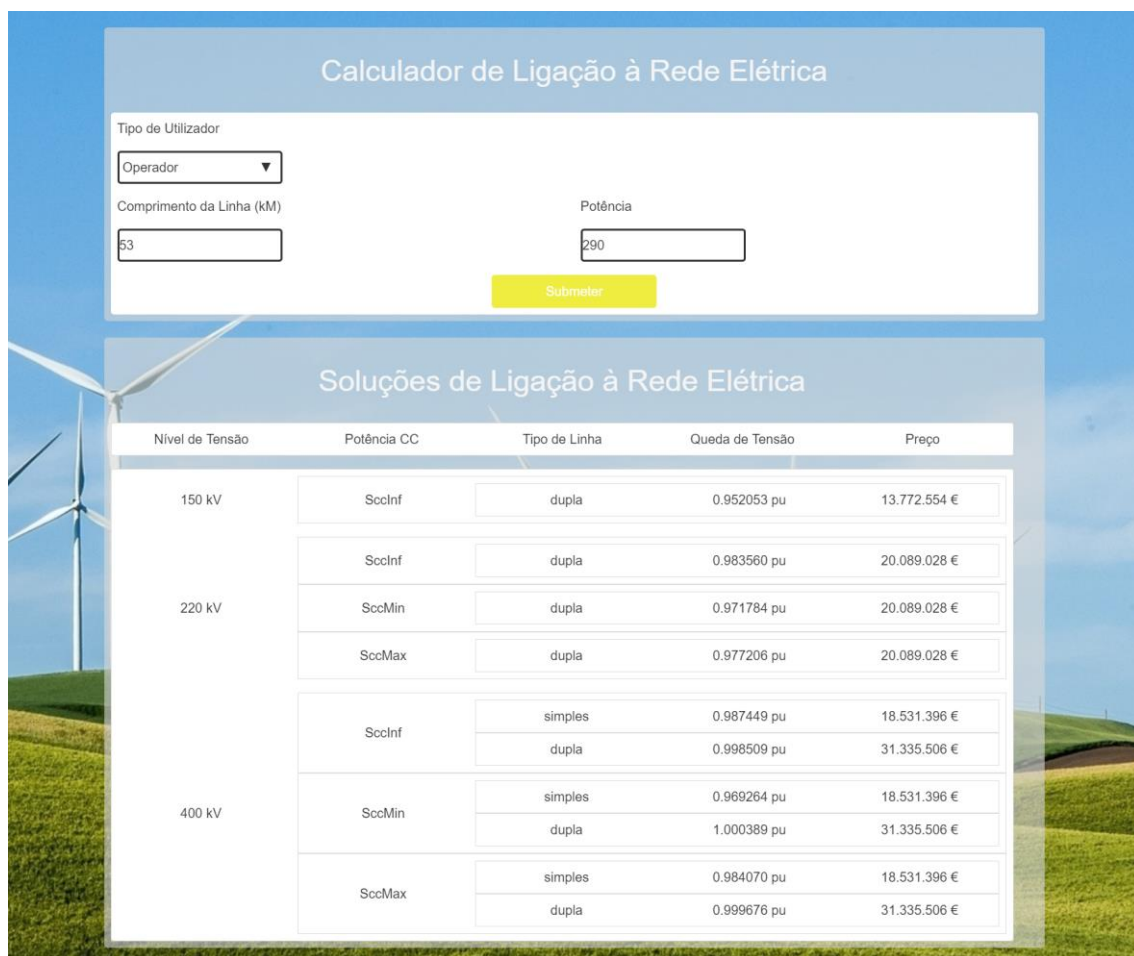


Figura 4.23 - Soluções técnico-económicas viáveis, disponibilizadas para o operador da rede.

Como é possível constatar a primeira solução atribuída é um cenário de linha dupla com uma tensão base de 150kV, com potência de curto-circuito infinita, que foi realmente a solução técnica adotada para este parque eólico. Demonstrando a qualidade de precisão da ferramenta de apoio criada.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Este capítulo apresenta as principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação. São sugeridos igualmente algumas direções para possíveis trabalhos que poderão ser desenvolvidos no futuro, tendo por base o estudo elaborado até aqui.

5.1 Conclusões

Os principais objetivos desta dissertação assentam sobre a criação de uma metodologia que permita a um promotor ou operador da rede aferir de forma mais simples e prática a viabilidade técnico-económica de um processo de ligação à rede elétrica de uma fonte de energia renovável. E posteriormente, na conceção de uma ferramenta que compile todo este conhecimento e permita a estes indivíduos obter os resultados desejados de forma mais rápida e em mobilidade.

Inicialmente, foram identificados os seguintes fatores que influenciam a caracterização técnica da ligação à rede:

- Comprimento da ligação;
- Potência de injeção;
- Nível de tensão (60 kV, 150 kV, 220 kV, 400 kV);
- Potência de Curto-Circuito no ponto de ligação;
- Relação X/R;
- E o Custo de ligação.

Durante a discussão e análise de resultados, no que diz respeito ao comprimento de linha verifica-se que as linhas simples de 60 kV permitem lidar com potências injetadas até 60 MW numa gama de comprimentos na ordem dos 70 km. E as linhas duplas de 60 kV permitem lidar com potências injetadas até 240 MW numa gama de comprimentos na ordem dos 120 km. No extremo oposto, as ligações de linhas simples de 400 kV permitem trabalhar com potências superiores a 1800 MW numa gama de comprimentos na ordem dos 360 km. E as ligações de linhas duplas de 400 kV permitem trabalhar com potências superiores a 3600 MW numa gama de comprimentos igual a 320 km.

Existem, no entanto, combinações de fatores, como é o caso do comprimento de ligação e de potência injetada em que as soluções técnicas encontradas podem ser várias e bastante competitivas entre si. Por exemplo, para uma ligação de 100 km e potência injetada de 100 MW para uma tensão base de 60 kV as soluções técnicas admissíveis podem ser 220 e 400 kV linha simples ou 150 e 220 kV linha dupla.

Verificou-se, igualmente, um impacto significativo nas condições de ligação em função da potência de curto-circuito no ponto de ligação. Isto é, à medida que a potência de curto-circuito diminui, uma tendência futura no sector energético, a região admissível de soluções técnicas também diminui, e conseqüentemente levar os promotores e operadores de rede a optar por soluções técnicas mais caras.

Na elaboração do modelo preditivo dos dados optou-se pelo modelo estatístico de regressão linear múltipla, que se revelou adequado para caracterizar e identificar a solução técnica de ligação à rede mais vantajosa.

Por último, no desenvolvimento da ferramenta de apoio ao cálculo de soluções técnico-económicas de ligação são apresentados os resultados, que respeitam os critérios de planeamento em vigor, e que podem ser sugeridos na ótica do promotor ou do operador da rede.

5.2 Trabalhos Futuros

Perante os modelos estudados e os resultados obtidos ao longo desta dissertação, surge a possibilidade de serem elaborados outros trabalhos no futuro que melhorem a visão tida sobre a metodologia e ferramenta de apoio à decisão do cálculo de ligação técnico-económico de fontes de energia renováveis à rede elétrica.

São então sugeridos alguns tópicos que poderão dar continuidade ao trabalho ao trabalho presente nesta dissertação, ou mesmo inová-lo, ou utilizá-lo noutros conceitos:

- Estudar o impacto da $\text{tg } \theta$ na ligação à rede;
- Realizar um estudo económico mais extenso que contemple, por exemplo, o custo do tempo de vida útil dos equipamentos;
- Aplicar a metodologia apresentada a outros tipos de fontes de energia renováveis, como por exemplo a energia solar;
- Melhorar a aplicação criada, seja pela adição de novas opções de cálculo de soluções técnico-económicas para outras fontes de energia renováveis, seja pela utilização de outro tipo de tecnologia;
- Melhorar a interface da aplicação criada.

Referências

- [1] União Europeia, “DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO,” 2009.
- [2] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*, 1ª Edição. IST Press, 2011.
- [3] REN21, “RENEWABLES 2017 GLOBAL STATUS REPORT,” 2017.
- [4] GWEC, “Global Wind Statistics 2017,” 2017.
- [5] GWEC, “Global Wind Report 2016,” *Wind energy Technol.*, p. 76, 2017.
- [6] CIGRE, *Connection of wind farms to weak AC networks WGB4-62*, no. December. 2016.
- [7] R. I. Correia Fernandes, “A Energia Eólica em Portugal,” Universidade Católica Portuguesa, 2014.
- [8] DGEG, “Estatísticas Rápidas Renováveis,” 2017.
- [9] A. Cabrita-Mendes, “Renováveis garantiram toda a electricidade em Portugal durante quatro dias,” *J. Negócios*, 2017.
- [10] Lusa, “Produção de energia renovável excedeu consumo em Portugal pela primeira vez,” *ECO Econ. Online*, 2018.
- [11] APREN, “Março 100 % renovável - primeiro mês com consumo de eletricidade assegurado por fontes renováveis é record de enorme relevância,” 2018. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/marco-100-renovavel--primeiro-mes-com-consumo-de-eletricidade-assegurado-por-fontes-renovaveis-e-record-de-enorme-relevancia>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [12] RNC2050, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica,” 2018. [Online]. Available: <https://descarbonizar2050.pt/roteiro/>. [Accessed: 15-Jul-2018].
- [13] I. Principle Power, “Globalizing Offshore Wind,” 2015. [Online]. Available: <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>. [Accessed: 01-Jan-2018].
- [14] REN, “REN - O Setor Elétrico.” [Online]. Available: <https://www.ren.pt/pt->

- PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/. [Accessed: 01-Jul-2018].
- [15] EDP Distribuição, “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público,” 2017.
 - [16] ERSE, “Portal ERSE - Energia e Ambiente,” 2017. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/perguntasfrequentes/energiaeambiente/paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master#4>. [Accessed: 01-Jul-2018].
 - [17] T. Filipe, C. Durães, O. Manuel De Castro, F. Soares, and J. Saraiva, “Enquadramento Legal e Estudo Económico de Parques Eólicos,” Instituto Politécnico de Bragança, 2016.
 - [18] Parlamento Europeu, “DIRECTIVA 2001/77/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO,” 2004.
 - [19] Ministério da Economia, “Programa E4 - EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ENERGIAS ENDÓGENAS,” Lisboa, 2001.
 - [20] Ordem dos Engenheiros, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas.” [Online]. Available: <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/consultorio-juridico/emissao-de-gases-com-efeitos-de-estufa/programa-nacional-para-as-alteracoes-climaticas/>. [Accessed: 01-Jul-2018].
 - [21] “Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008,” 2008. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2008/01/00300/0010600141.PDF>. [Accessed: 01-Jul-2018].
 - [22] REPÚBLICA PORTUGUESA, “PLANO NACIONAL DE ACÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS AO ABRIGO DA DIRECTIVA 2009/28/CE.” [Online]. Available: <http://www.ap2h2.pt/download.php?id=27>. [Accessed: 01-Jul-2018].
 - [23] Comissão Europeia, “2030 Estratégia Energética - Comissão Europeia.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>. [Accessed: 01-Sep-2018].
 - [24] Ministério da Economia, “Decreto-Lei 312/2001,” *Diário da República n.º 284/2001, Série I-A de 2001-12-10*, 2001. [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa-avancada/-/asearch/576278/details/normal?types=SERIEI&numero=312%2F2001&tipo=%22Decreto-Lei%22>. [Accessed: 01-Jul-2018].
 - [25] e2p - Energias Endógenas de Portugal, INEGI, and APREN, “Parques Eólicos em Portugal - Dezembro de 2017,” 2017.
 - [26] S. Fernandez, “A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In,” Universidade Católica Portuguesa, 2014.
 - [27] República Portuguesa, “Decreto-Lei n.º 35/2013,” 2013.
 - [28] ERSE, “Ligações às Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica - Resumo das Disposições Aplicáveis,” 2007.
 - [29] ERSE, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico,” 2014.

- [30] ERSE, “Regulamento de Relações Comerciais do Sector Elétrico,” 2014.
- [31] Ministério da Economia, “Regulamento da RNT E RND,” *Diário da República*, 2010.
- [32] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistémica*. IST Press, 2005.
- [33] REN, “REN - Eletricidade.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 30-Jul-2018].
- [34] EDP Distribuição, “Alternativas de Ligação de Parques Eólicos em AT,” 2002.
- [35] REN, “Dimensionamento Ótimo de Ligação de Parques Eólicos à Rede,” 2002.
- [36] ERSE, “Despacho n.º 14430/2010 - Parte E,” *Diário da República*, 2010.
- [37] EDP Distribuição, “Ligar em Alta Tensão.” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/Pages/LigaremAltaTensao.aspx>. [Accessed: 01-Sep-2018].
- [38] TIBCO Software Inc., “How To Find Relationship Between Variables, Multiple Regression,” 2018. [Online]. Available: <http://www.statsoft.com/Textbook/Multiple-Regression#alimitations>. [Accessed: 01-Aug-2018].
- [39] NOVA FCT, *Probabilidades e Estatística*. NOVA FCT, 2016.
- [40] M. Achour, F. Betz, A. Dovgal, N. Lopes, H. Magnusson, and G. Richter, “Manual do PHP,” *PHP Documentation Group*, 2018. [Online]. Available: https://secure.php.net/manual/pt_BR/index.php. [Accessed: 01-Aug-2018].

Anexos

Nesta secção final da dissertação encontram-se algumas informações e dados complementares ao estudo descrito ao longo dos capítulos anteriores.

A1 Tabelas de Queda de Tensão nas Linhas

Linha Simples 150 kV

Tabela A1.5.1 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)										
		25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275
Comprimento da Linha (km)	10	0,9971	0,9940	0,9909	0,9878	0,9847	0,9815	0,9782	0,9750	0,9716	0,9683	0,9648
	20	0,9942	0,9880	0,9816	0,9751	0,9684	0,9615	0,9544	0,9471			
	30	0,9914	0,9819	0,9721	0,9618	0,9511	0,9399					
	40	0,9887	0,9758	0,9622	0,9478							
	50	0,9861	0,9696	0,9520	0,9330							
	60	0,9835	0,9634	0,9414								
	70	0,9810	0,9570	0,9304								
	80	0,9786	0,9506	0,9189								
	90	0,9762	0,9440									
	100	0,9740	0,9373									
	110	0,9718	0,9305									
	120	0,9696	0,9235									
	130	0,9675	0,9164									
	140	0,9656	0,9092									
	150	0,9636	0,9017									

Tabela A1.5.2 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)										
		25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275
Comprimento da Linha (km)	10	0,9961	0,9920	0,9878	0,9835	0,9791	0,9746	0,9700	0,9653	0,9605	0,9556	0,9505
	20	0,9933	0,9860	0,9784	0,9705	0,9624	0,9539	0,9451				
	30	0,9906	0,9799	0,9687	0,9569	0,9445						
	40	0,9879	0,9737	0,9587	0,9426							
	50	0,9853	0,9675	0,9483								
	60	0,9828	0,9613	0,9376								
	70	0,9804	0,9549	0,9263								
	80	0,9780	0,9484									
	90	0,9758	0,9418									
	100	0,9735	0,9351									
	110	0,9713	0,9282									
	120	0,9692	0,9212									
	130	0,9672	0,9140									
	140	0,9653	0,9340									
	150	0,9634	0,8993									

Tabela A1.5.3 - Queda de tensão em linha simples de 150 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)						
		15	25	35	45	55	65	75
Comprimento da Linha (km)	10	0,9915	0,9847	0,9775	0,9699	0,9618	0,9532	0,9441
	20	0,9906	0,9824	0,9737	0,9645	0,9546	0,9441	
	30	0,9899	0,9803	0,9700	0,9590	0,9473		
	40	0,9893	0,9782	0,9663	0,9536	0,9398		
	50	0,9888	0,9762	0,9627	0,9480			
	60	0,9884	0,9743	0,9590	0,9424			
	70	0,9881	0,9724	0,9554	0,9367			
	80	0,9879	0,9707	0,9518	0,9309			
	90	0,9878	0,9690	0,9482				
	100	0,9878	0,9673	0,9446				
	110	0,9880	0,9658	0,9410				
	120	0,9882	0,9643	0,9374				
	130	0,9886	0,9629	0,9338				
	140	0,9890	0,9616	0,9302				
	150	0,9896	0,9603	0,9266				

Tabela A1.5.4 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 150 kV

		Potência Injetada (MW)										
		25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275
Comprimento da Linha (km)	10	0,9971	0,9940	0,9909	0,9878	0,9847	0,9815	0,9782	0,9750	0,9716	0,9683	0,9648
	20	0,9942	0,9880	0,9816	0,9751	0,9684	0,9615	0,9544	0,9471			
	30	0,9914	0,9819	0,9721	0,9618	0,9511	0,9399					
	40	0,9887	0,9758	0,9622	0,9478							
	50	0,9861	0,9696	0,9520	0,9330							
	60	0,9835	0,9634	0,9414								
	70	0,9810	0,9570	0,9304								
	80	0,9786	0,9506	0,9189								
	90	0,9762	0,9440									
	100	0,9740	0,9373									
	110	0,9718	0,9305									
	120	0,9696	0,9235									
	130	0,9675	0,9164									
	140	0,9656	0,9092									
	150	0,9636	0,9017									

Linha Dupla 150 kV

Tabela A1.5.5 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)										
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550
Comprimento da Linha (km)	10	0,9986	0,9971	0,9956	0,9941	0,9926	0,9910	0,9895	0,9880	0,9864	0,9848	0,9833
	20	0,9973	0,9942	0,9912	0,9881	0,9850	0,9818	0,9786	0,9754	0,9721	0,9688	0,9654
	30	0,9960	0,9915	0,9868	0,9821	0,9773	0,9724	0,9674	0,9622	0,9570	0,9517	
	40	0,9949	0,9888	0,9825	0,9760	0,9694	0,9626	0,9556	0,9484			
	50	0,9939	0,9862	0,9782	0,9699	0,9614	0,9525					
	60	0,9930	0,9836	0,9739	0,9637	0,9532						
	70	0,9922	0,9812	0,9696	0,9575	0,9447						
	80	0,9915	0,9787	0,9653	0,9511							
	90	0,9909	0,9764	0,9610	0,9446							
	100	0,9904	0,9741	0,9567								
	110	0,9900	0,9720	0,9525								
	120	0,9897	0,9698	0,9481								
	130	0,9896	0,9678	0,9438								
	140	0,9895	0,9658	0,9395								
	150	0,9895	0,9638									
	175	0,9901	0,9593									
	200	0,9914	0,9551									
	225	0,9934	0,9514									
	250	0,9961	0,9480									
	275	0,9995	0,9451									
	300	1,0038	0,9426									

Tabela A1.5.6 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)										
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550
Comprimento da Linha (km)	10	0,9968	0,9932	0,9895	0,9858	0,9819	0,9779	0,9737	0,9695	0,9652	0,9607	0,9561
	20	0,9958	0,9906	0,9853	0,9797	0,9740	0,9681	0,9620	0,9557	0,9492		
	30	0,9948	0,9881	0,9810	0,9737	0,9661	0,9581	0,9498				
	40	0,9940	0,9856	0,9768	0,9675	0,9579	0,9477					
	50	0,9933	0,9832	0,9725	0,9613	0,9495						
	60	0,9926	0,9808	0,9683	0,9550							
	70	0,9921	0,9786	0,9641	0,9486							
	80	0,9917	0,9764	0,9599	0,9421							
	90	0,9913	0,9742	0,9557								
	100	0,9911	0,9722	0,9515								
	110	0,9910	0,9702	0,9472								
	120	0,9910	0,9683	0,9430								
	130	0,9911	0,9664	0,9387								
	140	0,9913	0,9646	0,9344								
	150	0,9917	0,9629									
	175	0,9930	0,9589									
	200	0,9950	0,9553									
	225	0,9977	0,9521									
	250	1,0012	0,9494									
	275	1,0056	0,9471									
300	1,0107	0,9453										

Tabela A1.5.7 - Queda de tensão em linha dupla de 150 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)										
		25	50	75	100	125	150	175	200	225	250	275
Comprimento da Linha (km)	10	0,9973	0,9928	0,9885	0,9841	0,9794	0,9746	0,9696	0,9644	0,9590	0,9534	0,9475
	20	0,9978	0,9924	0,9872	0,9819	0,9763	0,9705	0,9645	0,9582	0,9516	0,9447	
	30	0,9983	0,9920	0,9860	0,9798	0,9732	0,9664	0,9593	0,9518	0,9440		
	40	0,9990	0,9918	0,9849	0,9777	0,9702	0,9623	0,9541	0,9454			
	50	0,9998	0,9916	0,9839	0,9758	0,9672	0,9583	0,9488				
	60	1,0007	0,9916	0,9830	0,9739	0,9643	0,9542	0,9435				
	70	1,0018	0,9917	0,9822	0,9721	0,9614	0,9501	0,9381				
	80	1,0029	0,9919	0,9814	0,9703	0,9586	0,9460					
	90	1,0042	0,9922	0,9808	0,9687	0,9558	0,9419					
	100	1,0056	0,9926	0,9802	0,9671	0,9530	0,9378					
	110	1,0071	0,9931	0,9798	0,9656	0,9502	0,9336					
	120	1,0087	0,9937	0,9795	0,9641	0,9475						
	130	1,0105	0,9945	0,9792	0,9627	0,9448						
	140	1,0124	0,9953	0,9791	0,9614	0,9422						
	150	1,0176	0,9963	0,9790	0,9602	0,9396						
	175	1,0237	0,9993	0,9794	0,9574	0,9330						
	200	1,0306	1,0031	0,9803	0,9551	0,9266						
	225	1,0385	1,0076	0,9820	0,9534	0,9203						
	250	1,0473	1,0130	0,9844	0,9521	0,9140						
	275	1,0570	1,0192	0,9876	0,9511	0,9076						
300	0,9973											

Tabela A1.5.8 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 150 kV

		Potência Injetada (MW)										
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550
Comprimento da Linha (km)	10	0,9986	0,9971	0,9956	0,9941	0,9926	0,9910	0,9895	0,9880	0,9864	0,9848	0,9833
	20	0,9973	0,9942	0,9912	0,9881	0,9850	0,9818	0,9786	0,9754	0,9721	0,9688	0,9654
	30	0,9960	0,9915	0,9868	0,9821	0,9773	0,9724	0,9674	0,9622	0,9570	0,9517	
	40	0,9949	0,9888	0,9825	0,9760	0,9694	0,9626	0,9556	0,9484			
	50	0,9939	0,9862	0,9782	0,9699	0,9614	0,9525					
	60	0,9930	0,9836	0,9739	0,9637	0,9532						
	70	0,9922	0,9812	0,9696	0,9575	0,9447						
	80	0,9915	0,9787	0,9653	0,9511							
	90	0,9909	0,9764	0,9610	0,9446							
	100	0,9904	0,9741	0,9567								
	110	0,9900	0,9720	0,9525								
	120	0,9897	0,9698	0,9481								
	130	0,9896	0,9678	0,9438								
	140	0,9895	0,9658	0,9395								
	150	0,9895	0,9638									
	175	0,9901	0,9593									
	200	0,9914	0,9551									
	225	0,9934	0,9514									
	250	0,9961	0,9480									
	275	0,9995	0,9451									
300	1,0038	0,9426										

Linha Simples 220 kV

Tabela A1.5.9 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)									
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Comprimento da Linha (km)	10	0,9978	0,9955	0,9932	0,9909	0,9885	0,9861	0,9837	0,9812	0,9787	0,9762
	20	0,9957	0,9910	0,9863	0,9814	0,9764	0,9712	0,9659	0,9605	0,9549	0,9492
	30	0,9937	0,9866	0,9792	0,9715	0,9635	0,9552	0,9465			
	40	0,9917	0,9821	0,9719	0,9612	0,9499					
	50	0,9899	0,9776	0,9644	0,9504	0,9353					
	60	0,9881	0,9730	0,9567	0,9390						
	70	0,9864	0,9685	0,9488							
	80	0,9848	0,9639	0,9406							
	90	0,9833	0,9593	0,9321							
	100	0,9819	0,9546	0,9232							
	110	0,9805	0,9499								
	120	0,9792	0,9452								
	130	0,9781	0,9404								
	140	0,9770	0,9356								
	150	0,9759	0,9304								
	160	0,9750	0,9254								
	170	0,9742	0,9202								
	180	0,9734	0,9149								
	190	0,9727	0,9095								
	200	0,9721	0,9039								
	210	0,9716	0,8982								
	220	0,9711	0,8921								
	230	0,9708	0,9955								

Tabela A1.5.10 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)									
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Comprimento da Linha (km)	10	0,9967	0,9931	0,9895	0,9857	0,9819	0,9780	0,9739	0,9698	0,9655	0,9612
	20	0,9946	0,9887	0,9824	0,9760	0,9693	0,9623	0,9550	0,9475		
	30	0,9927	0,9842	0,9752	0,9658	0,9558	0,9454				
	40	0,9908	0,9797	0,9678	0,9551	0,9416					
	50	0,9890	0,9752	0,9602	0,9440						
	60	0,9873	0,9706	0,9524	0,9322						
	70	0,9857	0,9661	0,9443							
	80	0,9842	0,9615	0,9359							
	90	0,9827	0,9569	0,9271							
	100	0,9814	0,9522	0,9180							
	110	0,9801	0,9475								
	120	0,9789	0,9428								
	130	0,9778	0,9379								
	140	0,9768	0,9331								
	150	0,9758	0,9279								
	160	0,9750	0,9227								
	170	0,9742	0,9175								
	180	0,9735	0,9121								
	190	0,9728	0,9067								
	200	0,9723	0,9010								
	210	0,9719	0,8950								
	220	0,9715	0,8890								
	230	0,9712	0,8827								

Tabela A1.5.11 - Queda de tensão em linha simples de 220 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)						
		25	50	75	100	125	150	175
Comprimento da Linha (km)	10	0,9943	0,9873	0,9798	0,9718	0,9633	0,9543	0,9445
	20	0,9941	0,9858	0,9769	0,9674	0,9571	0,9460	
	30	0,9941	0,9844	0,9740	0,9628	0,9507	0,9375	
	40	0,9941	0,9831	0,9712	0,9583	0,9441		
	50	0,9943	0,9819	0,9684	0,9536	0,9374		
	60	0,9945	0,9807	0,9657	0,9490			
	70	0,9949	0,9797	0,9630	0,9443			
	80	0,9954	0,9788	0,9603	0,9395			
	90	0,9960	0,9779	0,9577	0,9347			
	100	0,9967	0,9771	0,9551	0,9297			
	110	0,9976	0,9764	0,9524	0,9247			
	120	0,9985	0,9758	0,9499				
	130	0,9996	0,9753	0,9473				
	140	1,0008	0,9748	0,9448				
	150	1,0021	0,9744	0,9423				
	160	1,0035	0,9742	0,9398				
	170	1,0051	0,9742	0,9374				
	180	1,0068	0,9742	0,9349				
	190	1,0086	0,9742	0,9325				
	200	1,0105	0,9744	0,9301				
	210	1,0126	0,9746	0,9277				
	220	1,0148	0,9750	0,9253				

Tabela A1.5.12 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 220 kV

		Potência Injetada (MW)									
		50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Comprimento da Linha (km)	10	0,9978	0,9955	0,9932	0,9909	0,9885	0,9861	0,9837	0,9812	0,9787	0,9762
	20	0,9957	0,9910	0,9863	0,9814	0,9764	0,9712	0,9659	0,9605	0,9549	0,9492
	30	0,9937	0,9866	0,9792	0,9715	0,9635	0,9552	0,9465			
	40	0,9917	0,9821	0,9719	0,9612	0,9499					
	50	0,9899	0,9776	0,9644	0,9504	0,9353					
	60	0,9881	0,9730	0,9567	0,9390						
	70	0,9864	0,9685	0,9488							
	80	0,9848	0,9639	0,9406							
	90	0,9833	0,9593	0,9321							
	100	0,9819	0,9546	0,9232							
	110	0,9805	0,9499								
	120	0,9792	0,9452								
	130	0,9781	0,9404								
	140	0,9770	0,9356								
	150	0,9759	0,9304								
	160	0,9750	0,9254								
	170	0,9742	0,9202								
	180	0,9734	0,9149								
	190	0,9727	0,9095								
	200	0,9721	0,9039								
	210	0,9716	0,8982								
	220	0,9711	0,8921								
	230	0,9708	0,9955								

Linha Dupla 220 kV

Tabela A1.5.13 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	10	0,9989	0,9978	0,9967	0,9955	0,9944	0,9932	0,9920	0,9909	0,9897	0,9885
	20	0,9980	0,9957	0,9934	0,9910	0,9887	0,9863	0,9838	0,9814	0,9789	0,9764
	30	0,9971	0,9937	0,9901	0,9866	0,9829	0,9792	0,9754	0,9715	0,9676	0,9635
	40	0,9964	0,9917	0,9870	0,9821	0,9771	0,9719	0,9666	0,9612	0,9556	0,9499
	50	0,9958	0,9899	0,9838	0,9776	0,9711	0,9644	0,9575	0,9504		
	60	0,9952	0,9881	0,9807	0,9731	0,9651	0,9568	0,9481			
	70	0,9948	0,9864	0,9777	0,9685	0,9589	0,9489				
	80	0,9945	0,9849	0,9747	0,9640	0,9527					
	90	0,9943	0,9833	0,9717	0,9594	0,9462					
	100	0,9941	0,9814	0,9678	0,9531						
	110	0,9943	0,9806	0,9659	0,9456						
	120	0,9944	0,9793	0,9630	0,9453						
	130	0,9947	0,9782	0,9602	0,9405						
	140	0,9950	0,9771	0,9574							
	150	0,9959	0,9769	0,9560							
	160	0,9961	0,9752	0,9519							
	170	0,9968	0,9743								
	180	0,9976	0,9736								
	190	0,9986	0,9730								
	200	0,9996	0,9724								
	210	1,0008	0,9720								
	220	1,0022	0,9716								
	260	1,0087	0,9710								
	300	1,0174	0,9720								

Tabela A1.5.14 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	10	0,9969	0,9932	0,9894	0,9855	0,9815	0,9773	0,9730	0,9686	0,9640	0,9593
	20	0,9963	0,9914	0,9863	0,9811	0,9756	0,9699	0,9640	0,9579	0,9515	
	30	0,9958	0,9897	0,9833	0,9766	0,9696	0,9623	0,9547	0,9466		
	40	0,9954	0,9880	0,9803	0,9721	0,9635	0,9545				
	50	0,9952	0,9865	0,9773	0,9676	0,9573	0,9464				
	60	0,9950	0,9850	0,9744	0,9631	0,9510					
	70	0,9950	0,9837	0,9715	0,9585	0,9445					
	80	0,9950	0,9824	0,9687	0,9539						
	90	0,9952	0,9812	0,9659	0,9493						
	100	0,9954	0,9795	0,9620	0,9427						
	110	0,9959	0,9790	0,9604	0,9398						
	120	0,9964	0,9781	0,9577							
	130	0,9970	0,9772	0,9550							
	140	0,9978	0,9764	0,9524							
	150	0,9991	0,9766	0,9512							
	160	0,9997	0,9752	0,9471							
	170	1,0008	0,9747	0,9446							
	180	1,0020	0,9743	0,9420							
	190	1,0034	0,9740	0,9395							
	200	1,0048	0,9738	0,9370							
	210	1,0064	0,9736	0,9345							
	220	1,0082	0,9736	0,9319							
	260	1,0165	0,9746								
	300	1,0270	0,9771								

Tabela A1.5.15 - Queda de tensão em linha dupla de 220 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)							
		100	200	300	400	500	600	700	800
Comprimento da Linha (km)	10	0,9952	0,9894	0,9832	0,9767	0,9699	0,9627	0,9551	0,9470
	20	0,9949	0,9878	0,9803	0,9723	0,9638	0,9548	0,9452	
	30	0,9947	0,9863	0,9774	0,9678	0,9576	0,9467		
	40	0,9946	0,9849	0,9745	0,9633	0,9512			
	50	0,9946	0,9836	0,9717	0,9588	0,9447			
	60	0,9948	0,9824	0,9689	0,9542				
	70	0,9950	0,9812	0,9661	0,9495				
	80	0,9954	0,9802	0,9634	0,9449				
	90	0,9959	0,9792	0,9608	0,9401				
	100	0,9964	0,9778	0,9569					
	110	0,9972	0,9776	0,9555					
	120	0,9980	0,9769	0,9529					
	130	0,9989	0,9763	0,9503					
	140	1,0000	0,9758	0,9478					
	150	1,0016	0,9762	0,9467					
	160	1,0025	0,9750	0,9428					
	170	1,0039	0,9748	0,9403					
	180	1,0055	0,9747	0,9379					
	190	1,0072	0,9746	0,9355					
	200	1,0090	0,9747	0,9331					
	210	1,0110	0,9749	0,9307					
	220	1,0131	0,9751	0,9282					
	260	1,0153	0,9755						
	280	1,0176	0,9760						

Tabela A1.5.16 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 220 kV

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	10	0,9989	0,9978	0,9967	0,9955	0,9944	0,9932	0,9920	0,9909	0,9897	0,9885
	20	0,9980	0,9957	0,9934	0,9910	0,9887	0,9863	0,9838	0,9814	0,9789	0,9764
	30	0,9971	0,9937	0,9901	0,9866	0,9829	0,9792	0,9754	0,9715	0,9676	0,9635
	40	0,9964	0,9917	0,9870	0,9821	0,9771	0,9719	0,9666	0,9612	0,9556	0,9499
	50	0,9958	0,9899	0,9838	0,9776	0,9711	0,9644	0,9575	0,9504		
	60	0,9952	0,9881	0,9807	0,9731	0,9651	0,9568	0,9481			
	70	0,9948	0,9864	0,9777	0,9685	0,9589	0,9489				
	80	0,9945	0,9849	0,9747	0,9640	0,9527					
	90	0,9943	0,9833	0,9717	0,9594	0,9462					
	100	0,9941	0,9814	0,9678	0,9531						
	110	0,9943	0,9806	0,9659	0,9456						
	120	0,9944	0,9793	0,9630	0,9453						
	130	0,9947	0,9782	0,9602	0,9405						
	140	0,9950	0,9771	0,9574							
	150	0,9959	0,9769	0,9560							
	160	0,9961	0,9752	0,9519							
	170	0,9968	0,9743								
	180	0,9976	0,9736								
	190	0,9986	0,9730								
	200	0,9996	0,9724								
	210	1,0008	0,9720								
	220	1,0022	0,9716								
	260	1,0087	0,9710								
	300	1,0174	0,9720								

Linha Simples 400 kV

Tabela A1.5.17 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	20	0,9985	0,9967	0,9949	0,9931	0,9913	0,9895	0,9876	0,9857	0,9837	0,9818
	40	0,9974	0,9938	0,9901	0,9863	0,9825	0,9785	0,9744	0,9702	0,9658	0,9614
	60	0,9968	0,9913	0,9856	0,9796	0,9734	0,9670	0,9603	0,9533	0,9460	
	80	0,9966	0,9891	0,9812	0,9729	0,9641	0,9548	0,9450			
	100	0,9968	0,9873	0,9771	0,9662	0,9545	0,9419				
	120	0,9975	0,9858	0,9732	0,9594	0,9445					
	140	0,9986	0,9847	0,9695	0,9527	0,9340					
	160	1,0002	0,9840	0,9660	0,9458						
	180	1,0023	0,9837	0,9627	0,9388						
	200	1,0048	0,9837	0,9596	0,9315						
	220	1,0078	0,9842	0,9567	0,9241						
	240	1,0114	0,9851	0,9540	0,9163						
	260	1,0154	0,9864	0,9515	0,9082						
	280	1,0201	0,9881	0,9491							
	300	1,0252	0,9904	0,9470							
	320	1,0310	0,9930	0,9450							
	340	1,0374	0,9963	0,9433							
	360	1,0444	1,0000	0,9418							
	380	1,0520	1,0043	0,9405							

Tabela A1.5.18 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	20	0,9974	0,9940	0,9905	0,9869	0,9832	0,9794	0,9755	0,9714	0,9672	0,9629
	40	0,9968	0,9915	0,9860	0,9802	0,9742	0,9679	0,9613	0,9545	0,9472	
	60	0,9967	0,9894	0,9817	0,9736	0,9650	0,9558	0,9461			
	80	0,9970	0,9876	0,9776	0,9669	0,9553	0,9429				
	100	0,9977	0,9862	0,9738	0,9602	0,9454					
	120	0,9989	0,9852	0,9702	0,9535	0,9349					
	140	1,0005	0,9846	0,9667	0,9467						
	160	1,0026	0,9843	0,9635	0,9397						
	180	1,0053	0,9844	0,9605	0,9326						
	200	1,0083	0,9850	0,9576	0,9252						
	220	1,0119	0,9859	0,9550	0,9176						
	240	1,0160	0,9872	0,9526	0,9096						
	260	1,0207	0,9891	0,9504	0,9011						
	280	1,0259	0,9914	0,9484							
	300	1,0317	0,9941	0,9466							
	320	1,0381	0,9974	0,9449							
340	1,0452	1,0013	0,9436								
360	1,0529										
380											

Tabela A1.5.19 - Queda de tensão em linha simples de 400 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)				
		100	200	300	400	500
Comprimento da Linha (km)	20	0,9937	0,9841	0,9737	0,9623	0,9498
	40	0,9947	0,9830	0,9700	0,9556	0,9397
	60	0,9963	0,9823	0,9666	0,9490	
	80	0,9982	0,9819	0,9633	0,9421	
	100	1,0007	0,9819	0,9604	0,9352	
	120	1,0037	0,9824	0,9576	0,9282	
	140	1,0071	0,9833	0,9550	0,9209	
	160	1,0111	0,9846	0,9527	0,9133	
	180	1,0155	0,9863	0,9506	0,9053	
	200	1,0206	0,9885	0,9486		
	220	1,0262	0,9912	0,9469		
	240	1,0323	0,9943	0,9455		
	260	1,0391	0,9981	0,9443		
	280	1,0466	1,0023	0,9434		
	300	1,0547				

Tabela A1.5.20 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha simples de 400 kV

		Potência Injetada (MW)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Comprimento da Linha (km)	20	0,9985	0,9967	0,9949	0,9931	0,9913	0,9895	0,9876	0,9857	0,9837	0,9818
	40	0,9974	0,9938	0,9901	0,9863	0,9825	0,9785	0,9744	0,9702	0,9658	0,9614
	60	0,9968	0,9913	0,9856	0,9796	0,9734	0,9670	0,9603	0,9533	0,9460	
	80	0,9966	0,9891	0,9812	0,9729	0,9641	0,9548	0,9450			
	100	0,9968	0,9873	0,9771	0,9662	0,9545	0,9419				
	120	0,9975	0,9858	0,9732	0,9594	0,9445					
	140	0,9986	0,9847	0,9695	0,9527	0,9340					
	160	1,0002	0,9840	0,9660	0,9458						
	180	1,0023	0,9837	0,9627	0,9388						
	200	1,0048	0,9837	0,9596	0,9315						
	220	1,0078	0,9842	0,9567	0,9241						
	240	1,0114	0,9851	0,9540	0,9163						
	260	1,0154	0,9864	0,9515	0,9082						
	280	1,0201	0,9881	0,9491							
	300	1,0252	0,9904	0,9470							
	320	1,0310	0,9930	0,9450							
	340	1,0374	0,9963	0,9433							
360	1,0444	1,0000	0,9418								
380	1,0520	1,0043	0,9405								

Linha Dupla 400 kV

Tabela A1.5.21 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Infinito

		Potência Injetada (MW)												
		200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600
Comprimento da Linha (km)	20	0,9994	0,9986	0,9978	0,9970	0,9962	0,9954	0,9946	0,9938	0,9930	0,9921	0,9913	0,9905	0,9896
	40	0,9993	0,9977	0,9961	0,9945	0,9928	0,9911	0,9895	0,9877	0,9860	0,9843	0,9825	0,9807	0,9789
	60	0,9996	0,9972	0,9948	0,9923	0,9897	0,9890	0,9845	0,9818	0,9791	0,9763	0,9735	0,9706	0,9677
	80	1,0004	0,9971	0,9938	0,9904	0,9869	0,9834	0,9797	0,9760	0,9722	0,9683	0,9642	0,9601	0,9559
	100	1,0016	0,9975	0,9933	0,9889	0,9845	0,9799	0,9752	0,9703	0,9652	0,9601	0,9547	0,9492	
	120	1,0033	0,9983	0,9932	0,9879	0,9824	0,9767	0,9708	0,9646	0,9583	0,9517	0,9448		
	140	1,0054	0,9996	0,9935	0,9872	0,9806	0,9737	0,9665	0,9591	0,9512	0,9431			
	160	1,0080	1,0013	0,9942	0,9868	0,9791	0,9710	0,9625	0,9535	0,9441				
	180	1,0111	1,0034	0,9954	0,9869	0,9780	0,9686	0,9586	0,9480					
	200	1,0146	1,0061	0,9970	0,9874	0,9772	0,9663	0,9548	0,9425					
	220	1,0187	1,0092	0,9991	0,9883	0,9768	0,9644	0,9512	0,9369					
	240	1,0233	1,0128	1,0016	0,9896	0,9767	0,9628	0,9477						
	260	1,0284	1,0169	1,0046	0,9913	0,9770	0,9614	0,9444						
	280	1,0340	1,0216	1,0081	0,9936	0,9777	0,9603	0,9411						
	300	1,0403	1,0268	1,0122	0,9962	0,9788	0,9595	0,9380						
	320	1,0470	1,0326	1,0167	0,9994	0,9802	0,9589	0,9349						
340	1,0545	1,0390	1,0219	1,0031	0,9822	0,9587	0,9319							

Tabela A1.5.22 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Máximo

		Potência Injetada (MW)										
		200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200
Comprimento da Linha (km)	20	0,9986	0,9945	0,9903	0,9859	0,9813	0,9766	0,9717	0,9665	0,9612	0,9556	0,9498
	40	1,0007	0,9957	0,9906	0,9852	0,9796	0,9737	0,9675	0,9611	0,9543	0,9472	
	60	1,0032	0,9974	0,9913	0,9849	0,9782	0,9711	0,9636	0,9557	0,9474		
	80	1,0063	0,9996	0,9925	0,9850	0,9771	0,9687	0,9598	0,9504	0,9403		
	100	1,0098	1,0022	0,9941	0,9855	0,9764	0,9666	0,9562	0,9451			
	120	1,0138	1,0053	0,9962	0,9864	0,9760	0,9648	0,9528	0,9398			
	140	1,0183	1,0089	0,9987	0,9878	0,9760	0,9633	0,9495				
	160	1,0234	1,0130	1,0017	0,9896	0,9764	0,9621	0,9464				
	180	1,0289	1,0176	1,0052	0,9918	0,9772	0,9612	0,9435				
	200	1,0351	1,0227	1,0093	0,9945	0,9784	0,9605	0,9407				
	220	1,0417	1,0284	1,0138	0,9977	0,9800	0,9602	0,9380				
	240	1,0490	1,0347	1,0189	1,0015	0,9821	0,9603	0,9355				
260	1,0569											

Tabela A1.5.23 - Queda de tensão em linha dupla de 400 kV, com Scc Mínimo

		Potência Injetada (MW)									
		200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Comprimento da Linha (km)	20	0,9983	0,9935	0,9883	0,9830	0,9773	0,9714	0,9652	0,9588	0,9519	0,9448
	40	1,0010	0,9952	0,9891	0,9827	0,9760	0,9688	0,9613	0,9534	0,9450	
	60	1,0051	0,9973	0,9891	0,9805	0,9714	0,9617	0,9514	0,9406		
	80	1,0077	1,0001	0,9921	0,9835	0,9743	0,9645	0,9540	0,9427		
	100	1,0118	1,0033	0,9942	0,9845	0,9740	0,9627	0,9506	0,9375		
	120	1,0164	1,0070	0,9968	0,9859	0,9741	0,9613	0,9474			
	140	1,0215	1,0111	0,9999	0,9877	0,9745	0,9601	0,9443			
	160	1,0272	1,0158	1,0035	0,9901	0,9754	0,9592	0,9414			
	180	1,0333	1,0210	1,0076	0,9928	0,9766	0,9587	0,9387			
	200	1,0401	1,0268	1,0122	0,9961	0,9783	0,9584	0,9360			
	220	1,0474	1,0332	1,0174	0,9999	0,9804	0,9585	0,9336			
	240	1,0554									

Tabela A1.5.24 - Sobreposição das regiões admissíveis dos 3 cenários, para linha dupla de 400 kV

		Potência Injetada (MW)												
		200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600
Comprimento da Linha (km)	20	0,9994	0,9986	0,9978	0,9970	0,9962	0,9954	0,9946	0,9938	0,9930	0,9921	0,9913	0,9905	0,9896
	40	0,9993	0,9977	0,9961	0,9945	0,9928	0,9911	0,9895	0,9877	0,9860	0,9843	0,9825	0,9807	0,9789
	60	0,9996	0,9972	0,9948	0,9923	0,9897	0,9890	0,9845	0,9818	0,9791	0,9763	0,9735	0,9706	0,9677
	80	1,0004	0,9971	0,9938	0,9904	0,9869	0,9834	0,9797	0,9760	0,9722	0,9683	0,9642	0,9601	0,9559
	100	1,0016	0,9975	0,9933	0,9889	0,9845	0,9799	0,9752	0,9703	0,9652	0,9601	0,9547	0,9492	
	120	1,0033	0,9983	0,9932	0,9879	0,9824	0,9767	0,9708	0,9646	0,9583	0,9517	0,9448		
	140	1,0054	0,9996	0,9935	0,9872	0,9806	0,9737	0,9665	0,9591	0,9512	0,9431			
	160	1,0080	1,0013	0,9942	0,9868	0,9791	0,9710	0,9625	0,9535	0,9441				
	180	1,0111	1,0034	0,9954	0,9869	0,9780	0,9686	0,9586	0,9480					
	200	1,0146	1,0061	0,9970	0,9874	0,9772	0,9663	0,9548	0,9425					
	220	1,0187	1,0092	0,9991	0,9883	0,9768	0,9644	0,9512	0,9369					
	240	1,0233	1,0128	1,0016	0,9896	0,9767	0,9628	0,9477						
	260	1,0284	1,0169	1,0046	0,9913	0,9770	0,9614	0,9444						
	280	1,0340	1,0216	1,0081	0,9936	0,9777	0,9603	0,9411						
	300	1,0403	1,0268	1,0122	0,9962	0,9788	0,9595	0,9380						
	320	1,0470	1,0326	1,0167	0,9994	0,9802	0,9589	0,9349						
340	1,0545	1,0390	1,0219	1,0031	0,9822	0,9587	0,9319							

A2 Resultados do Modelo Preditivo de Dados

Tabela A2.1 - Resultados da parametrização dos dados obtidos para linha simples e dupla de 150 kV

Tensão Base	Tipologia da Linha	Potência de CC	Equação de Regressão Linear	Coefficientes	R ²	R ² ajustado
150 kV	Simples	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	p00 = 1 p10 = -6,996e-06 p01 = -1,913e-06 p20 = 1,005e-06 p11 = -1,131e-05 p02 = 6,293e-08 p30 = -1,138e-10 p21 = -2,517e-08 p12 = -1,015e-08 p03 = 3,918e-12	0,9999	0,9999
		Máximo	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2$	p00 = 0,9996 p10 = 5,916e-05 p01 = -1,712e-05 p20 = 3,551e-07 p11 = -1,403e-05 p02 = -8,523e-08	0,9998	0,9998
		Mínimo		p00 = 0,9986 p10 = 0,0001306 p01 = -0,0003588 p20 = 5,377e-07 p11 = -1,557e-05 p02 = -3,339e-06	0,9997	0,9996
	Dupla	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	p00 = 0,9996 p10 = 1,977e-05 p01 = 4,527e-06 p20 = 3,892e-07 p11 = -2,999e-06 p02 = -7,982e-09 p30 = 1,045e-09 p21 = -2,475e-09 p12 = -5,993e-10 p03 = 1,219e-11	0,9997	0,9997
		Máximo		p00 = 1 p10 = 2,693e-05 p01 = -4,341e-05 p20 = 5,539e-07 p11 = -2,689e-06 p02 = 1,427e-08 p30 = 6,77e-10 p21 = -3,624e-09 p12 = -2,238e-09 p03 = -1,74e-11	0,9999	0,9999

		Mínimo	$f(x,y) = p00 + p10x + p01y + p20x^2 + p11xy + p02y^2$	$p00 = 0,9987$ $p10 = 0,0001275$ $p01 = -9,626e-05$ $p20 = 5,276e-07$ $p11 = -3,809e-06$ $p02 = -2,217e-07$	0,9995	0,9995
--	--	--------	--	---	--------	--------

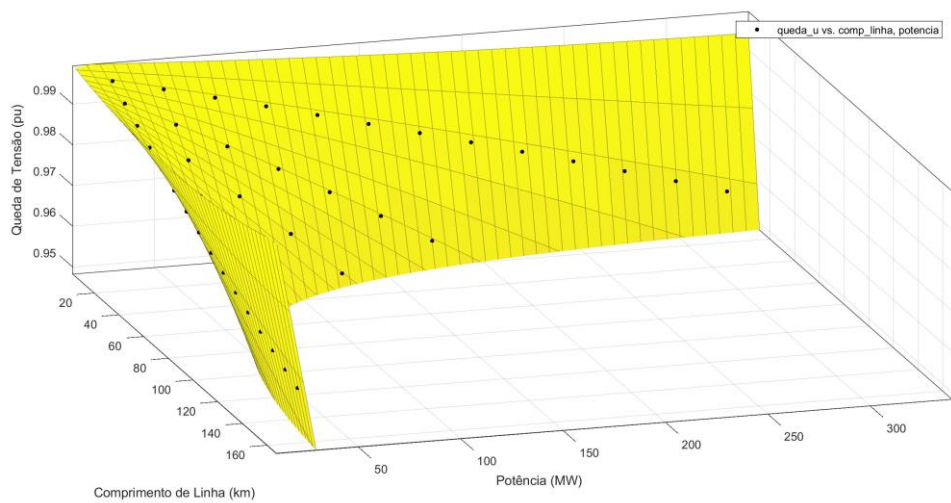


Figura A2.1 - Superfície da linha simples de 150 kV com S_{cc} Infinito

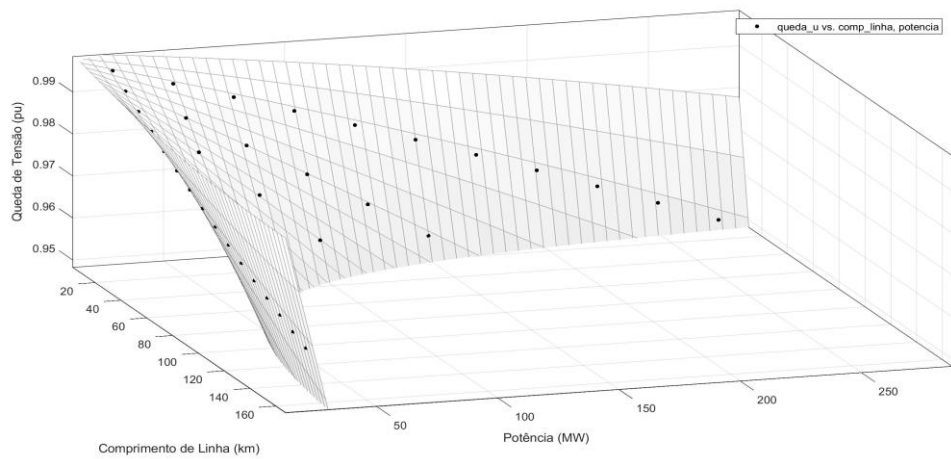


Figura A2.2 - Superfície da linha simples de 150 kV com S_{cc} Máximo

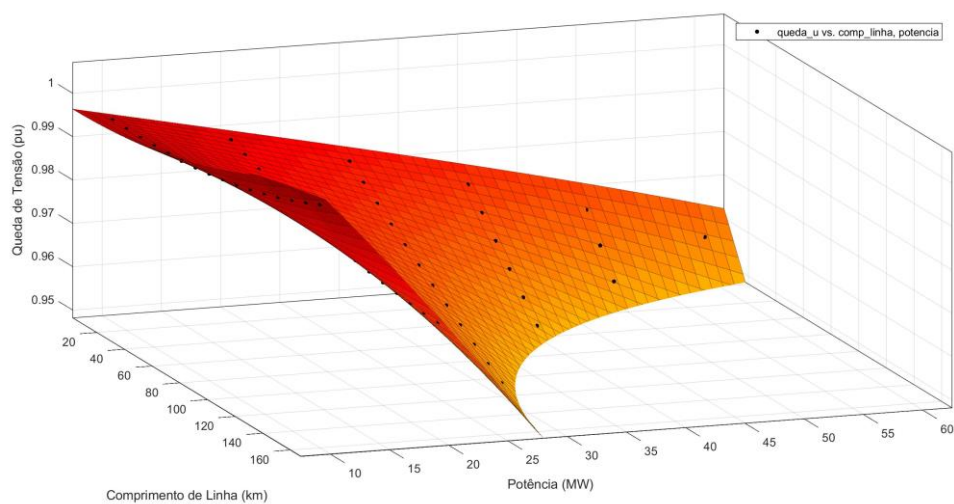


Figura A2.3 - Superfície da linha simples de 150 kV com S_{cc} mínimo

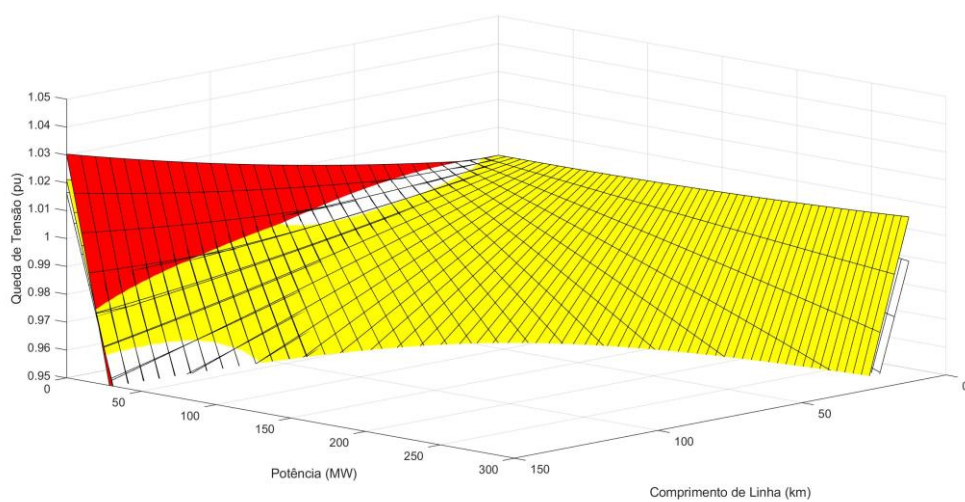


Figura A2.4 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 150 kV, vista frontal

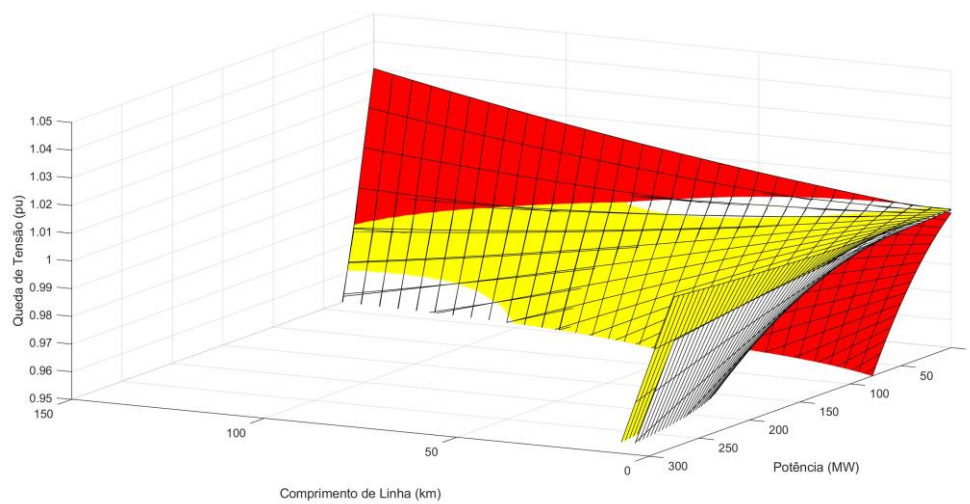


Figura A2.5 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 150 kV, vista de perfil direito

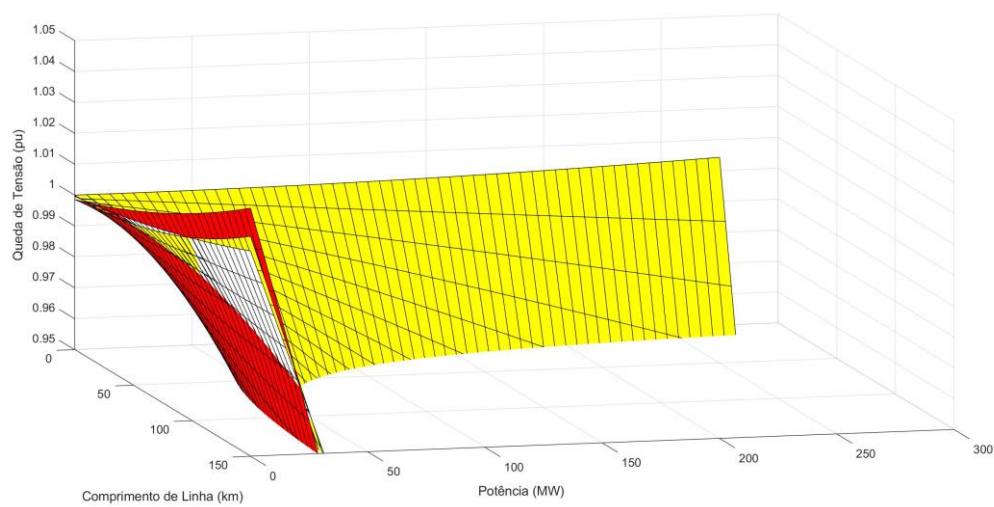


Figura A2.6 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 150 kV, vista de perfil esquerdo

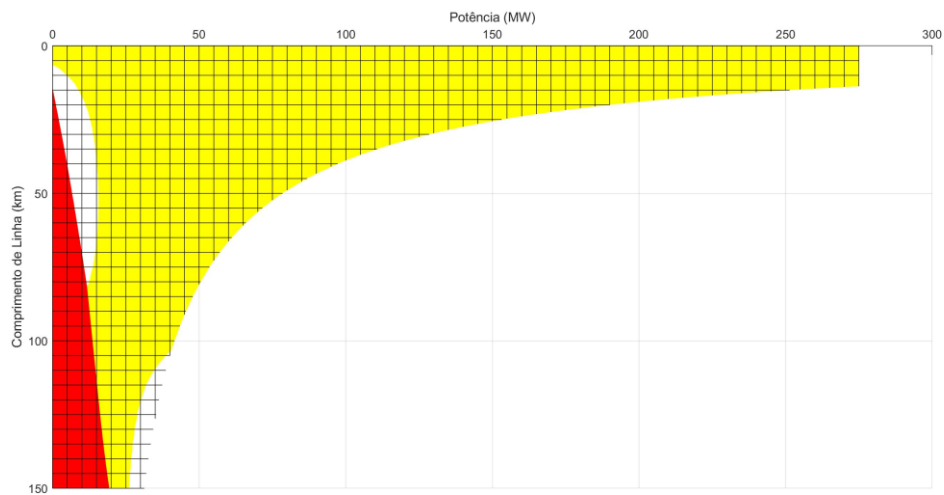


Figura A2.7 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 150 kV, vista do topo

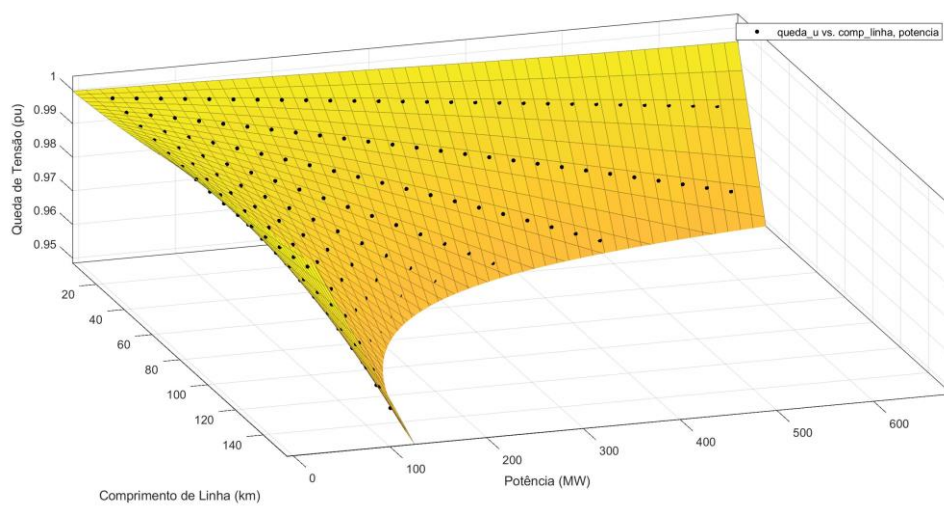


Figura A2.8 – Superfície da linha dupla de 150 kV com Scc Infinito

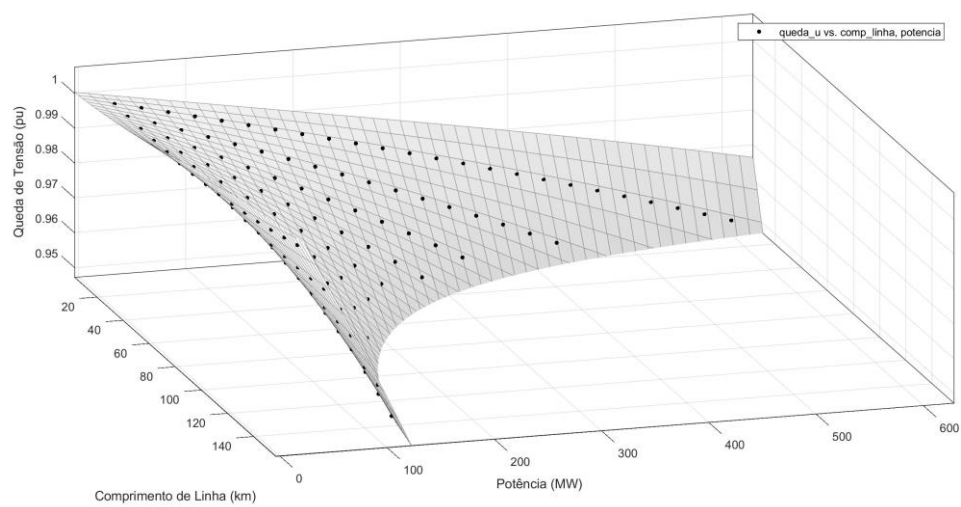


Figura A2.9 - Superfície da linha dupla de 150 kV com Scc Máximo

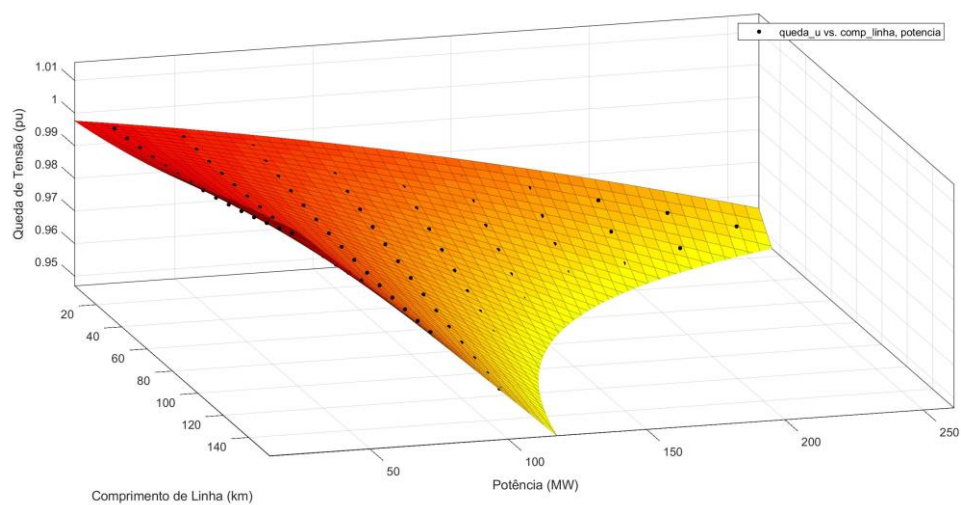


Figura A2.10 - Superfície da linha dupla de 150 kV com Scc Mínimo

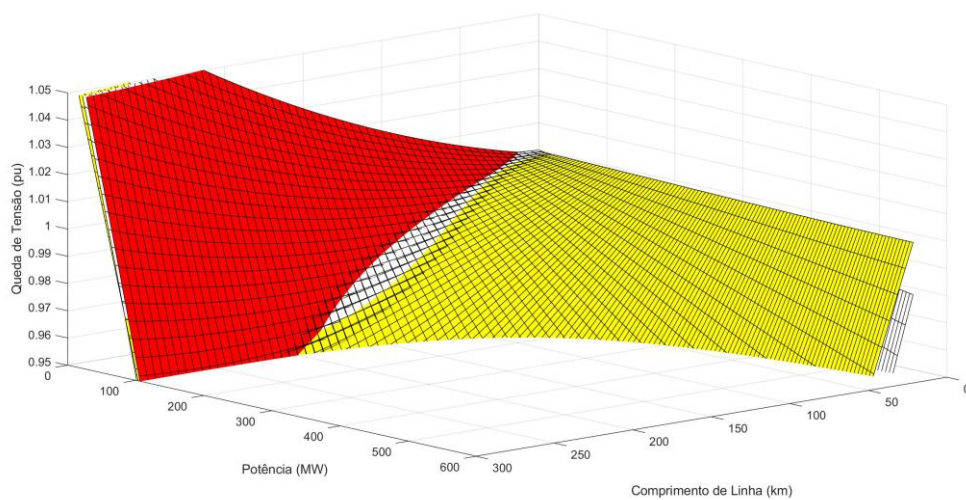


Figura A2.11 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 150 kV, vista frontal

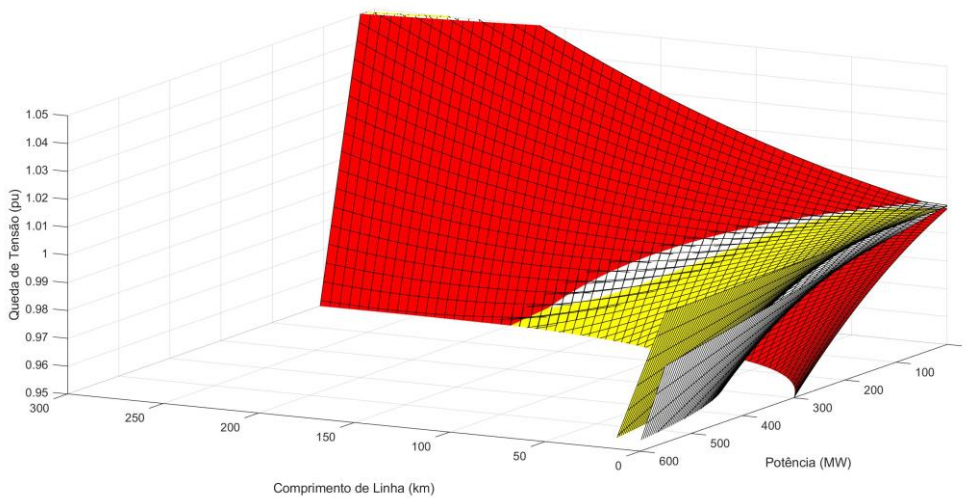


Figura A2.12 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 150 kV, vista de perfil direito

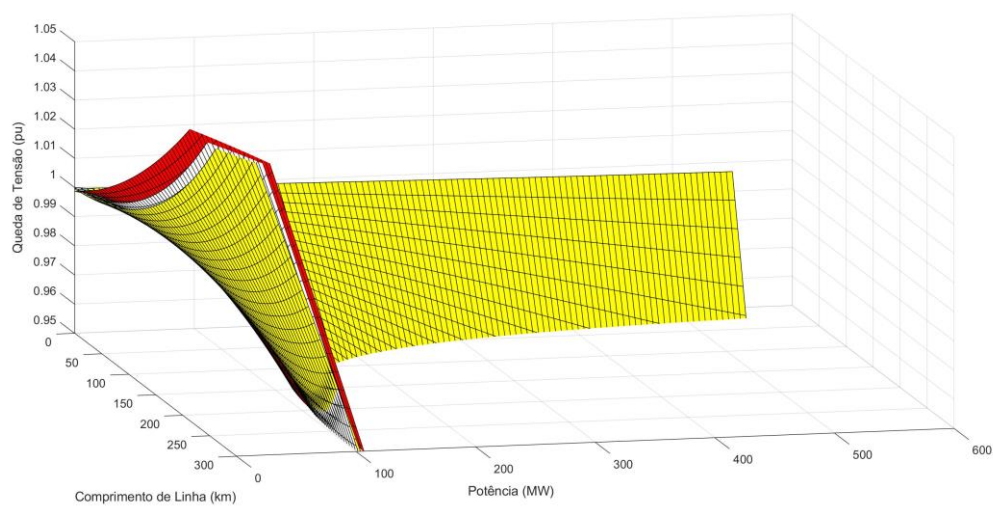


Figura A2.13 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 150 kV, vista de perfil esquerdo

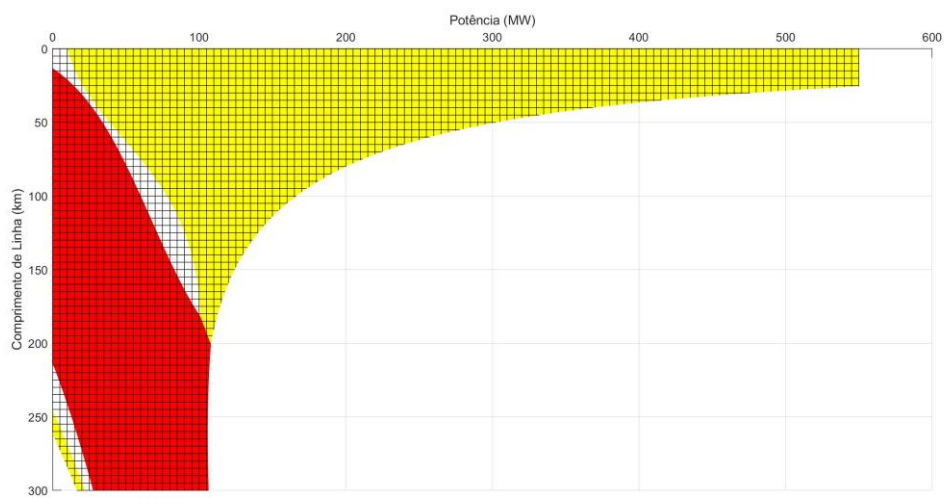


Figura A2.14 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 150 kV, vista do topo

Tabela A2.2 - Resultados da parametrização dos dados obtidos para linha simples e dupla de 220 kV

Tensão Base	Tipologia da Linha	Potência de CC	Equação de Regressão Linear	Coefficientes	R ²	R ² ajustado
220 kV	Simples	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	p00 = 0,9997 p10 = 8,13e-06 p01 = 4,206e-06 p20 = 7,9e-07 p11 = -4,456e-06 p02 = -4,097e-09 p30 = 1,041e-10 p21 = -8,274e-09 p12 = -1,545e-09 p03 = 1,532e-11	0,9998	0,9998
		Máximo		p00 = 0,9999 p10 = 6,514e-06 p01 = -2,394e-05 p20 = 8,594e-07 p11 = -4,264e-06 p02 = 1,002e-08 p30 = 3,8e-11 p21 = -9,165e-09 p12 = -2,929e-09 p03 = -2,617e-12	0,9999	0,9999
		Mínimo		p00 = 1 p10 = 7,623e-05 p01 = -0,0002241 p20 = 6,379e-07 p11 = -3,932e-06 p02 = -1,911e-08 p30 = 2,568e-10 p21 = -5,297e-09 p12 = -1,471e-08 p03 = -9,977e-10	1	1
	Dupla	Infinito	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3 + p_{40}x^4 + p_{31}x^3y + p_{22}x^2y^2 + p_{13}xy^3 + p_{04}y^4$	p00 = 0,9998 p10 = 1,609e-05 p01 = 1,091e-06 p20 = 2,727e-07 p11 = -1,165e-06 p02 = -3,289e-09 p30 = 2,139e-09 p21 = 4,384e-10 p12 = 1,329e-10 p03 = 3,228e-12 p40 = -4,761e-12 p31 = -4,307e-13 p22 = -5,108e-12 p13 = -5,189e-14 p04 = -1,301e-15	0,9995	0,9994

Máximo	$f(x,y) = p00 + p10x + p01y + p20x^2 + p11xy + p02y^2 + p30x^3 + p21x^2y + p12xy^2 + p03y^3$	p00 = 1 p10 = 2,66e-05 p01 = -2,798e-05 p20 = 6,379e-07 p11 = -9,262e-07 p02 = 8,386e-09 p30 = 2,935e-10 p21 = -1,551e-09 p12 = -6,735e-10 p03 = -5,307e-12	0,9992	0,9991
		p00 = 1,001 p10 = 4,229e-05 p01 = -6,529e-05 p20 = 6,274e-07 p11 = -6,454e-07 p02 = 6,372e-08 p30 = 3,804e-10 p21 = -1,769e-09 p12 = -1,556e-09 p03 = -5,758e-11	0,9997	0,9997

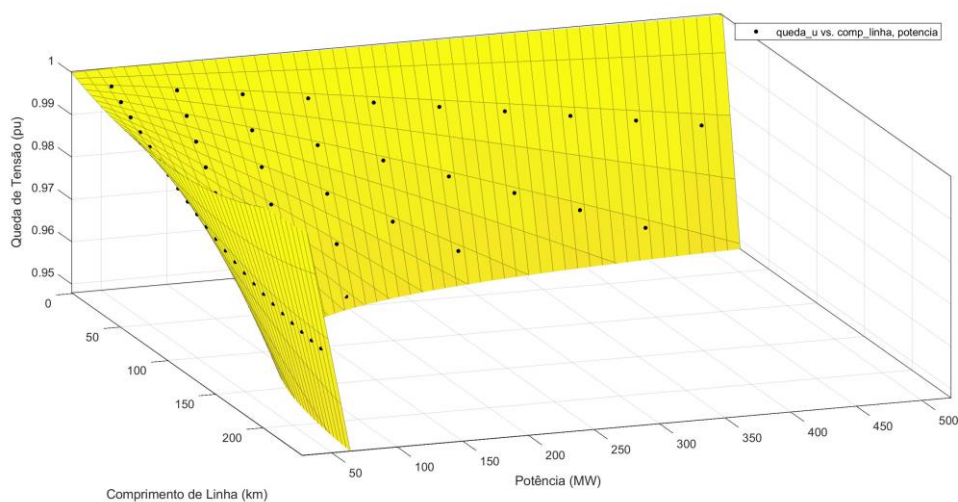


Figura A2.15 - Superfície da linha simples de 220 kV com Scc Infinito

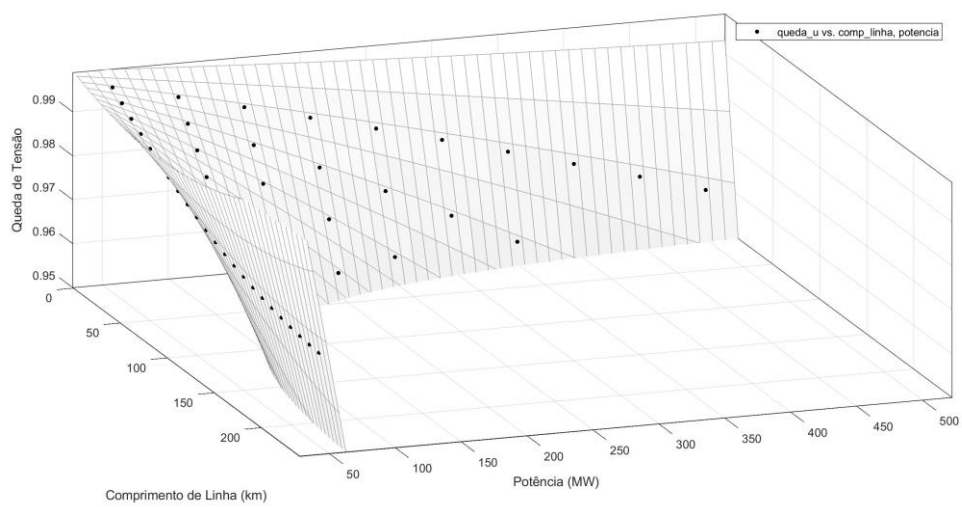


Figura A2.16 - Superfície da linha simples de 220 kV com Scc Máximo

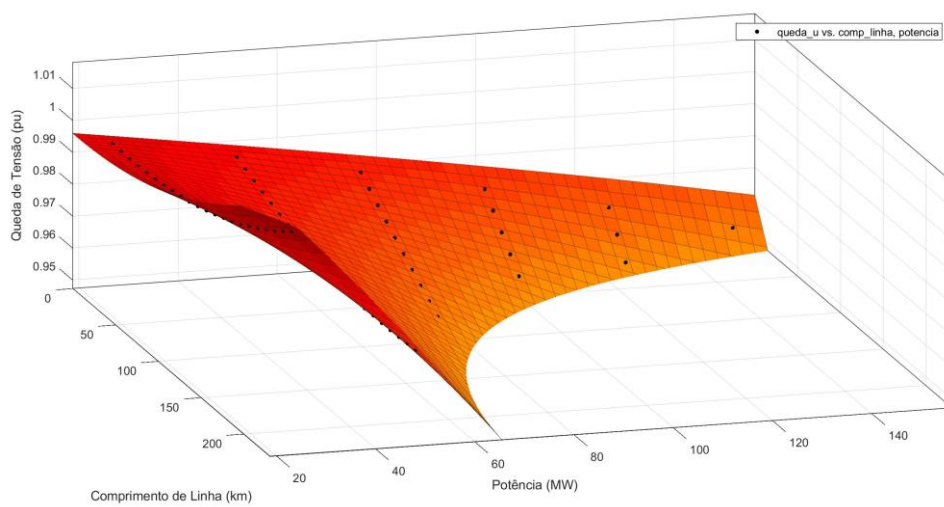


Figura A2.15 - Superfície da linha simples de 220 kV com Scc Mínimo

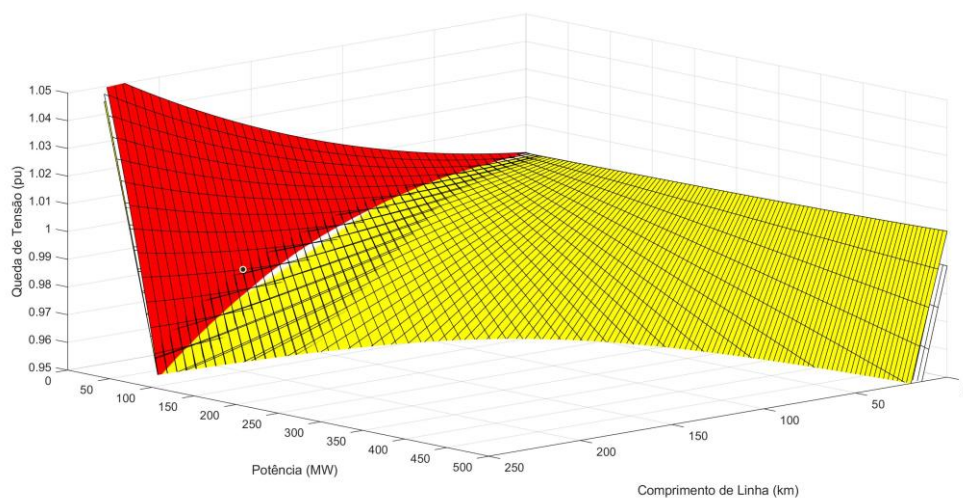


Figura A2.16 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 220 kV, vista frontal

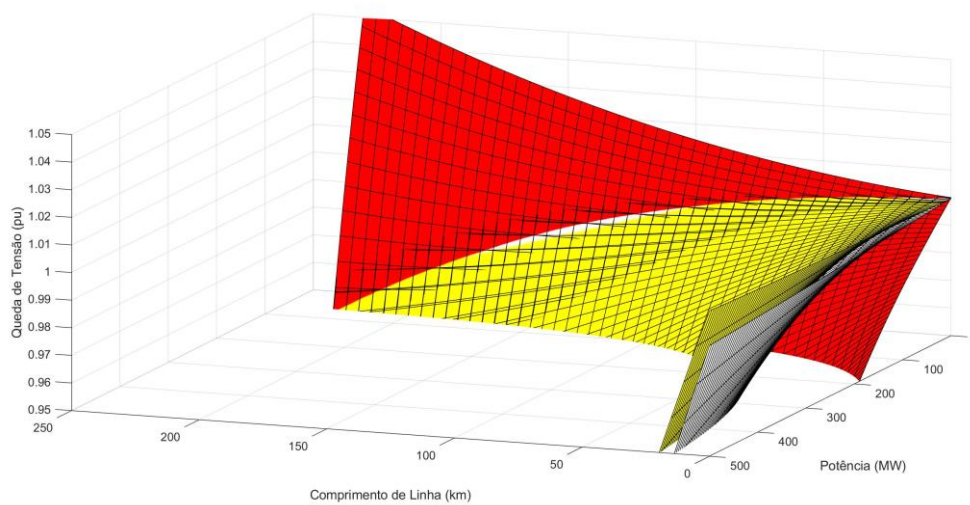


Figura A2.17 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 220 kV, vista de perfil direito

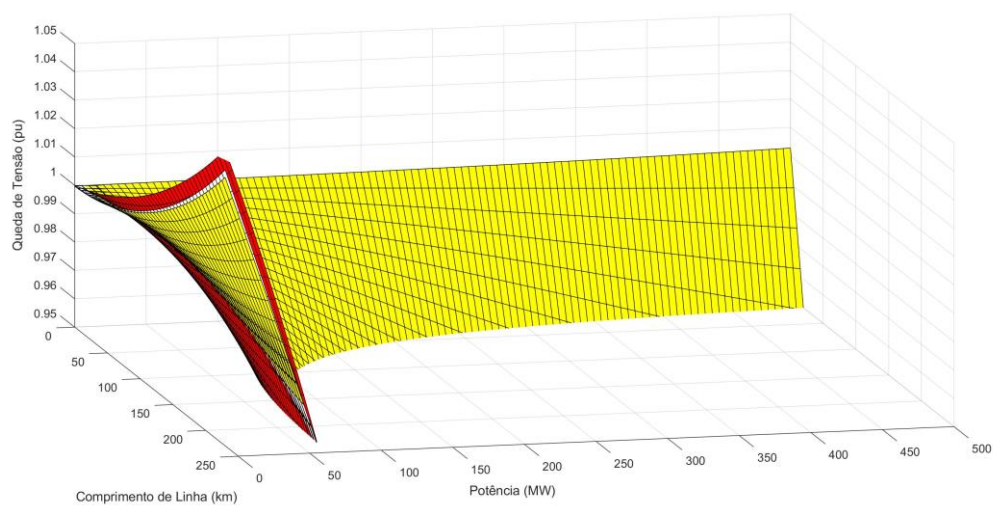


Figura A2.18 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 220 kV, vista de perfil esquerdo

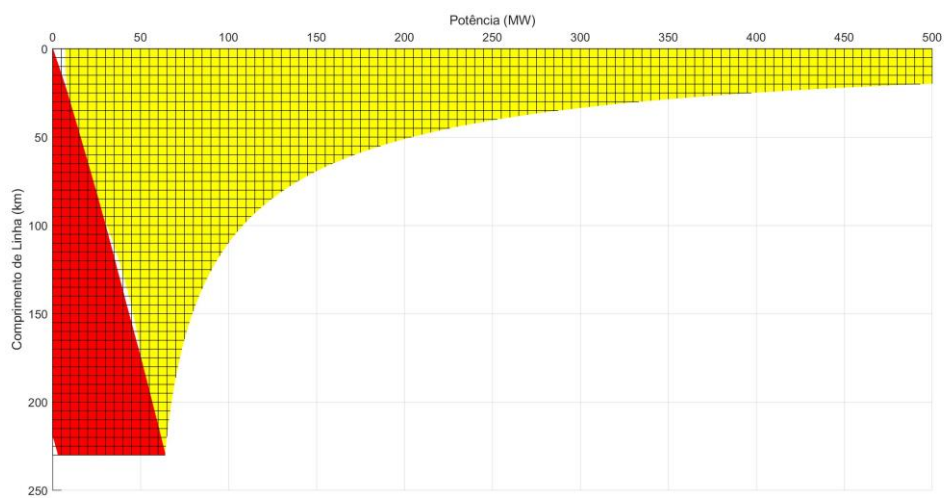


Figura A2.19 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 220 kV, vista de topo

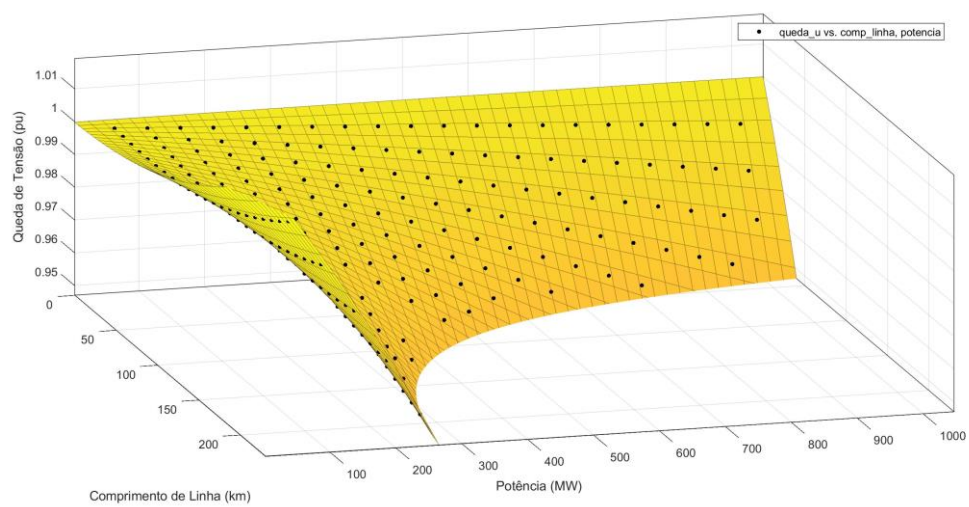


Figura A2.20 - Superfície da linha dupla de 220 kV com Scc Infinito

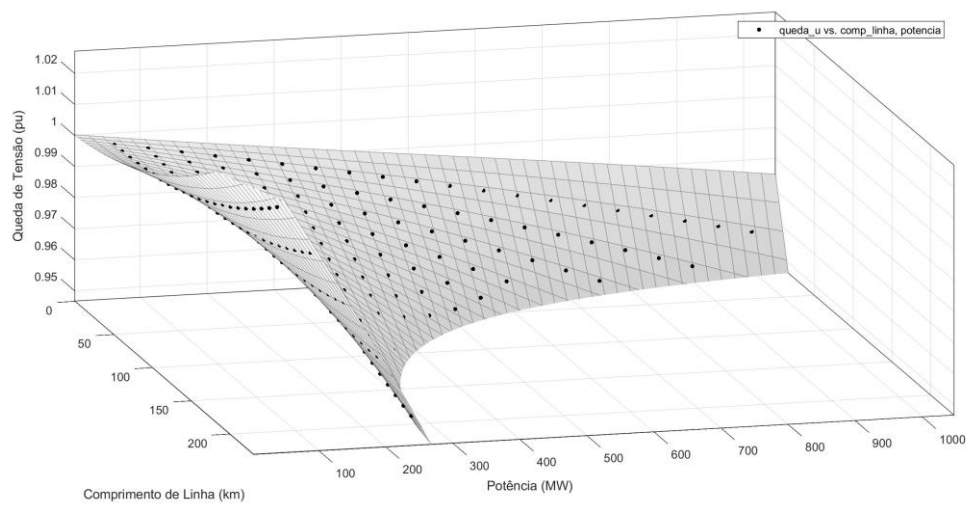


Figura A2.21 - Superfície da linha dupla de 220 kV com Scc Máximo

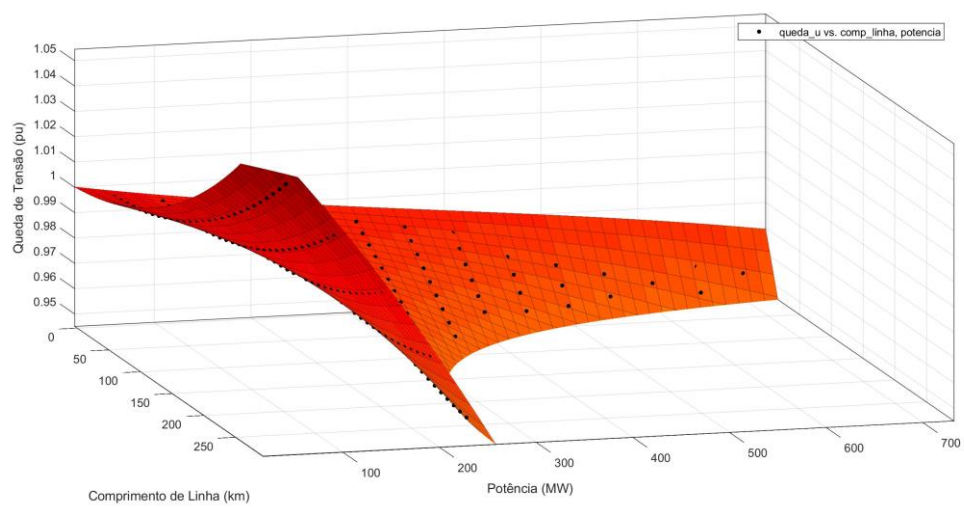


Figura A2.22 - Superfície da linha dupla de 220 kV com Scc Mínimo

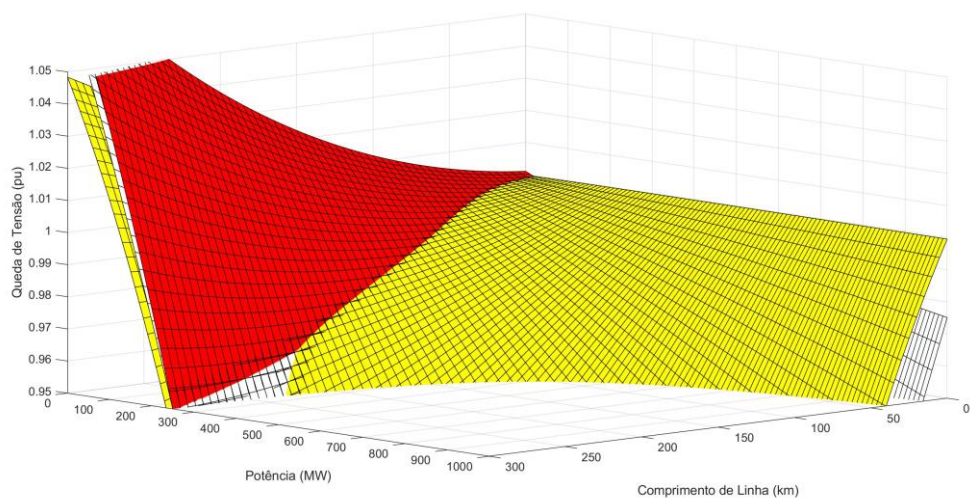


Figura A2.23 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 220 kV, vista frontal

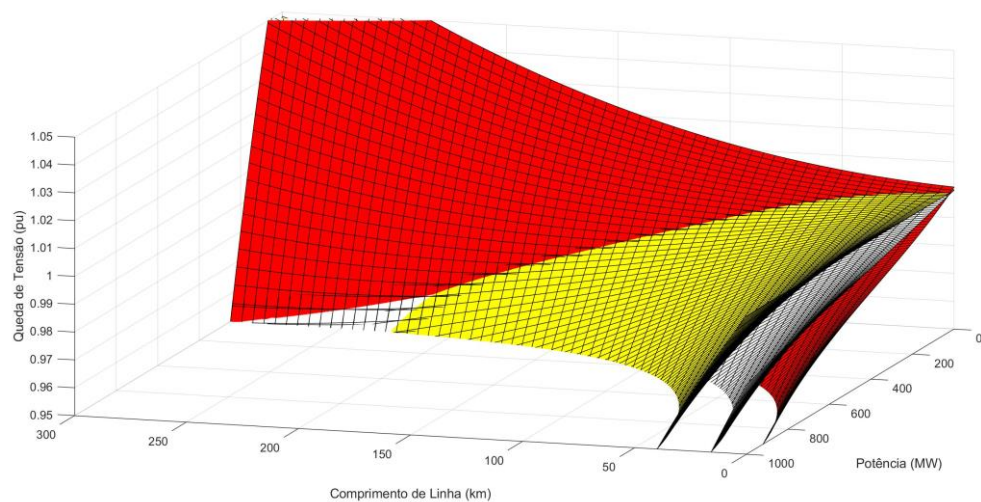


Figura A2.24 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 220 kV, vista de perfil direito

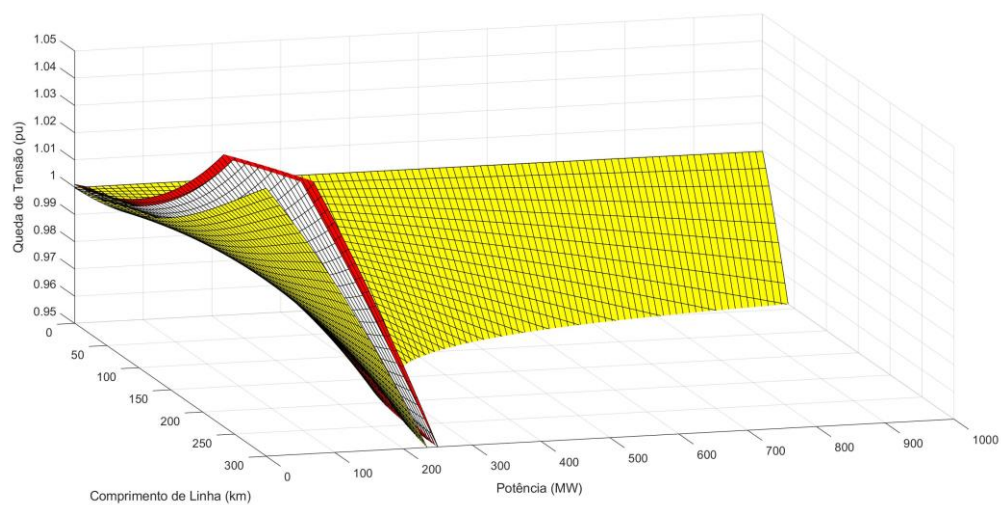


Figura A2.25 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 220 kV, vista de perfil esquerdo

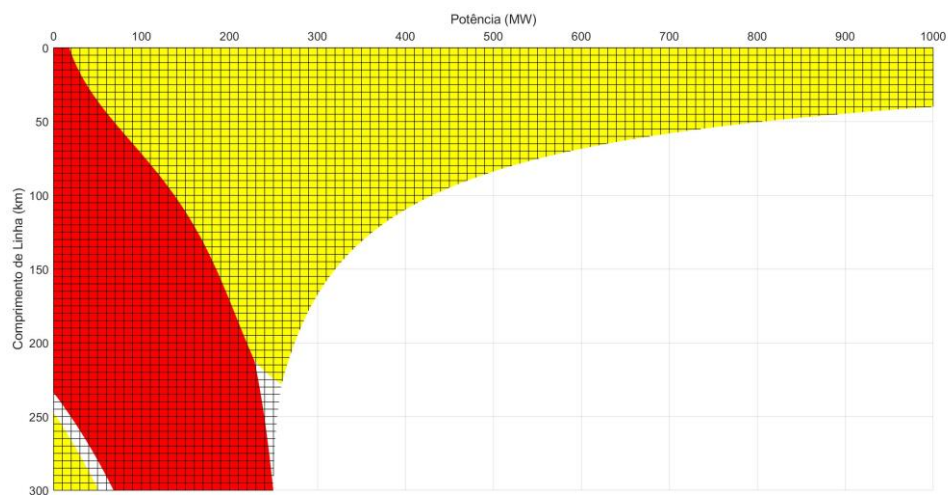


Figura A2.26 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 220 kV, vista do topo

Tabela A2.3 - Resultados da parametrização dos dados obtidos para linha simples e dupla de 400 kV

Tensão Base	Tipologia da Linha	Potência de CC	Equação de Regressão Linear	Coefficientes	R ²	R ² ajustado
400 kV	Simples	Infinito	$f(x,y) = p00 + p10x + p01y + p20x^2 + p11xy + p02y^2 + p30x^3 + p21x^2y + p12xy^2 + p03y^3 + p40x^4 + p31x^3y + p22x^2y^2 + p13xy^3 + p04y^4$	p00 = 1 p10 = -6,364e-06 p01 = -5,883e-07 p20 = 6,132e-07 p11 = -8,701e-07 p02 = -1,157e-09 p30 = -2,475e-10 p21 = 3,613e-10 p12 = 1,299e-10 p03 = 6,849e-13 p40 = 7,128e-13 p31 = -2,752e-13 p22 = -4,542e-12 p13 = -5,313e-14 p04 = 3,644e-17	1	1
		Máximo	$f(x,y) = p00 + p10x + p01y + p20x^2 + p11xy + p02y^2 + p30x^3 + p21x^2y + p12xy^2 + p03y^3$	p00 = 0,9997 p10 = 3,163e-05 p01 = -1,991e-05 p20 = 4,858e-07 p11 = -6,572e-07 p02 = 1,406e-08 p30 = 5,454e-10 p21 = -1,325e-09 p12 = -6,422e-10 p03 = -4,825e-12	0,9994	0,9993
		Mínimo		p00 = 1,002 p10 = 8,581e-05 p01 = -0,0001005 p20 = 5,824e-07 p11 = -3,891e-07 p02 = 1,055e-07 p30 = 4,713e-10 p21 = -1,285e-09 p12 = -1,872e-09 p03 = -1,372e-10	1	1
	Dupla	Infinito	$f(x,y) = p00 + p10x + p01y + p20x^2 + p11xy + p02y^2 + p30x^3 + p21x^2y + p12xy^2 + p03y^3 + p40x^4 + p31x^3y + p22x^2y^2 + p13xy^3 + p04y^4$	p00 = 0,9996 p10 = 1,166e-05 p01 = 9,705e-07 p20 = 4,679e-07 p11 = -2,247e-07 p02 = -5,48e-10 p30 = 1,832e-10 p21 = 1,856e-10 p12 = 1,903e-11 p03 = 3,512e-14 p40 = 2,307e-13	0,9999	0,9999

				$p_{31} = -2,31e-13$ $p_{22} = -2,434e-13$ $p_{13} = -2,479e-15$ $p_{04} = 1,147e-17$		
		Máximo	$f(x,y) = p_{00} + p_{10}x + p_{01}y + p_{20}x^2 + p_{11}xy + p_{02}y^2 + p_{30}x^3 + p_{21}x^2y + p_{12}xy^2 + p_{03}y^3$	$p_{00} = 1,001$ $p_{10} = 9,195e-05$ $p_{01} = -2,043e-05$ $p_{20} = 5,806e-07$ $p_{11} = -1,035e-07$ $p_{02} = 3,253e-09$ $p_{30} = 4,224e-10$ $p_{21} = -2,956e-10$ $p_{12} = -8,585e-11$ $p_{03} = -1,046e-12$	1	0,9999
		Mínimo		$p_{00} = 1,003$ $p_{10} = 6,907e-05$ $p_{01} = -2,427e-05$ $p_{20} = 1,075e-06$ $p_{11} = -1,009e-07$ $p_{02} = 1,112e-09$ $p_{30} = -9,645e-10$ $p_{21} = -2,447e-10$ $p_{12} = -9,99e-11$ $p_{03} = -3,274e-13$	0,9984	0,9982

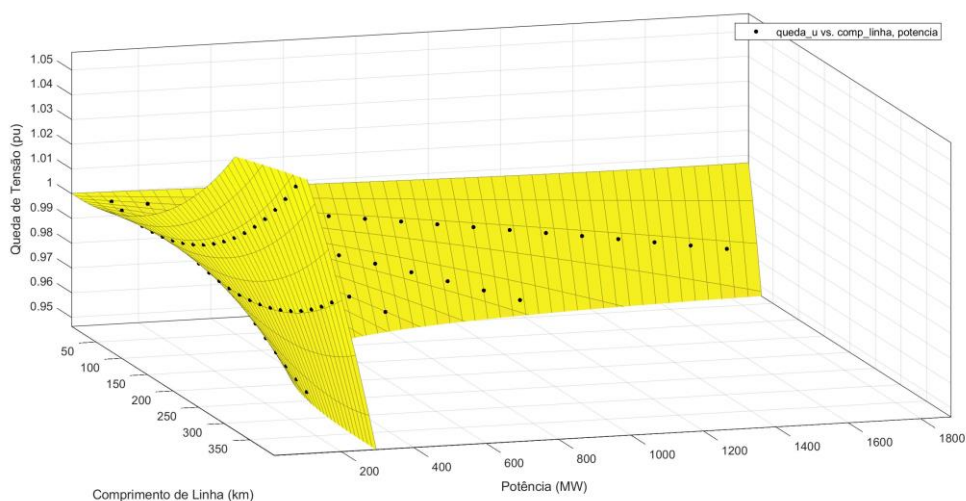


Figura A2.27 - Superfície da linha simples de 400 kV com Scc Infinito

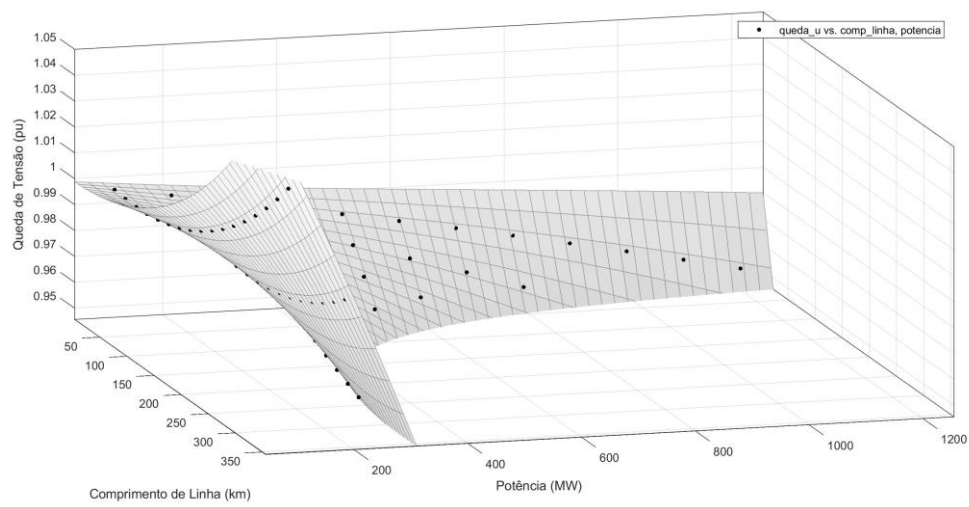


Figura A2.28 - Superfície da linha simples de 400 kV com Scc Máximo

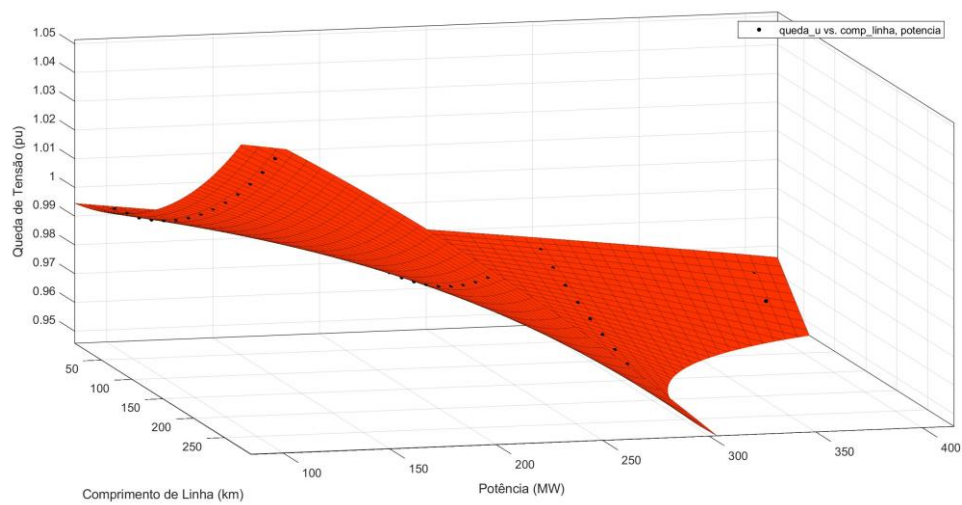


Figura A2.29 - Superfície da linha simples de 400 kV com Scc Mínimo

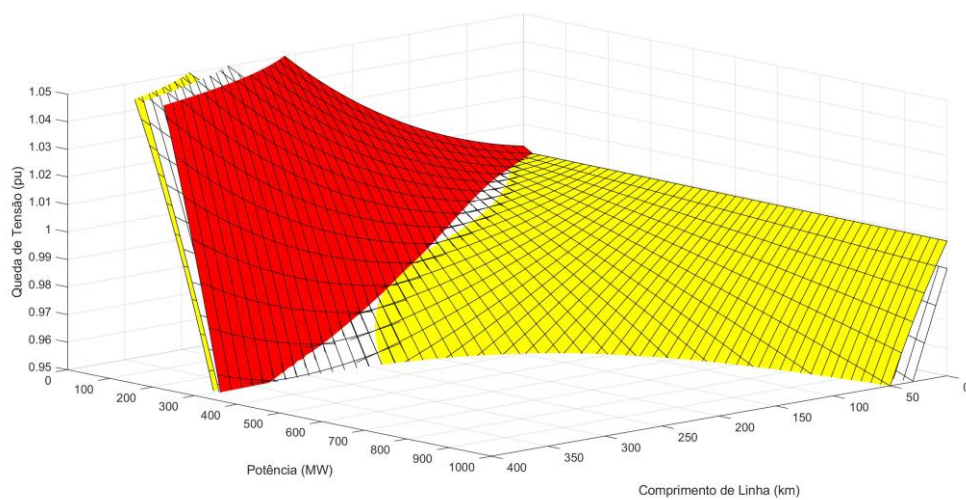


Figura A2.30 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 400 kV, vista frontal

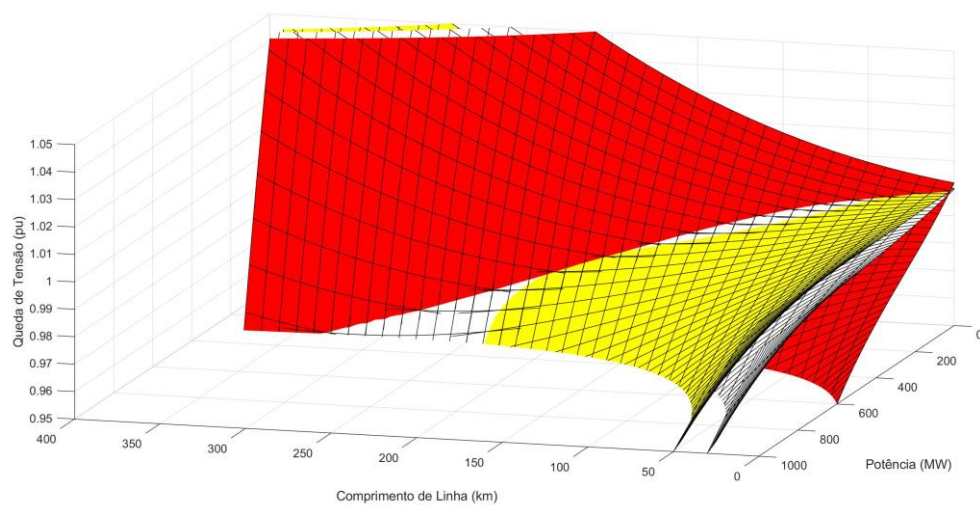


Figura A2.31 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 400 kV, vista de perfil direito

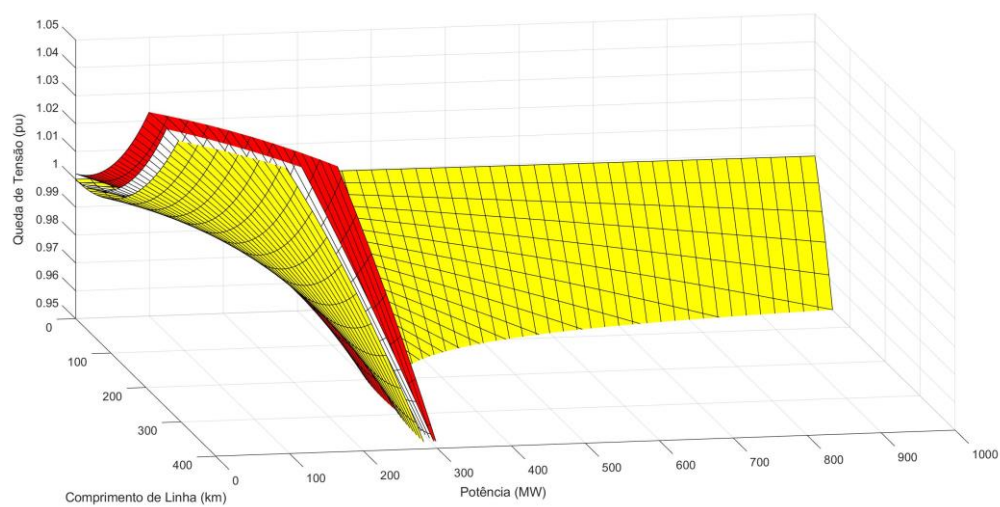


Figura A2.32 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 400 kV, vista de perfil es-
querdo

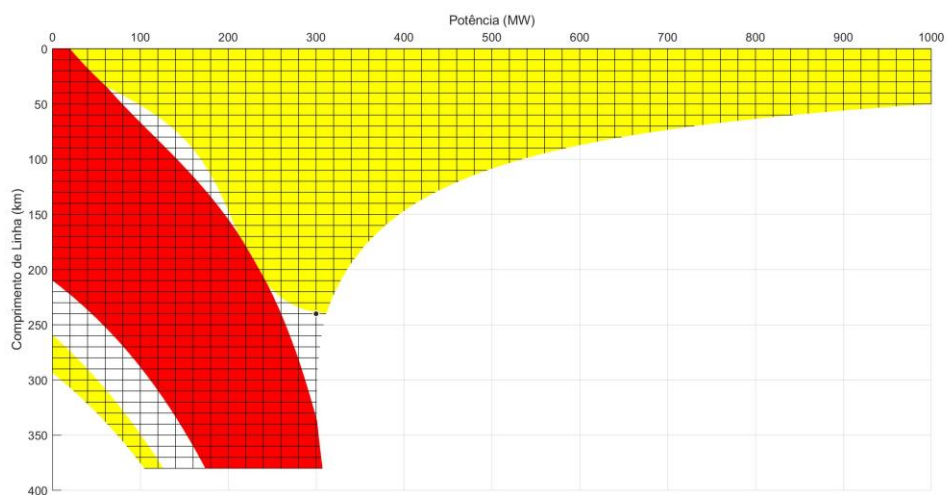


Figura A2.33 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha simples de 400 kV, vista do topo

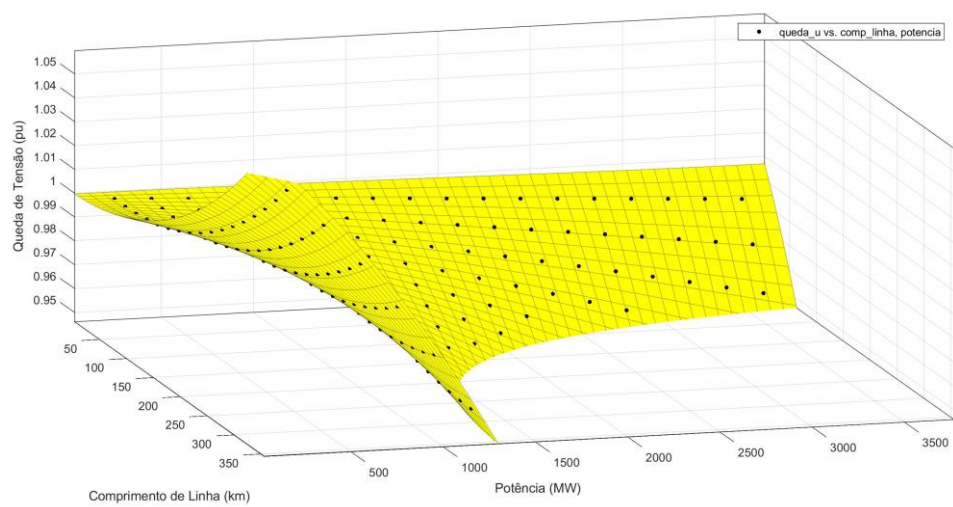


Figura A2.34 - Superfície da linha dupla de 400 kV com Scc Infinito

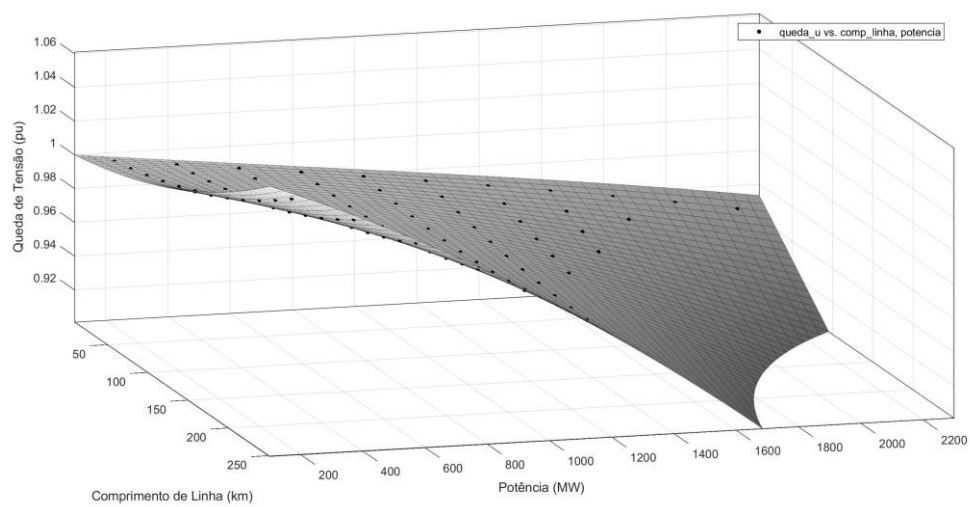


Figura A2.35 - Superfície da linha dupla de 400 kV com Scc Máximo

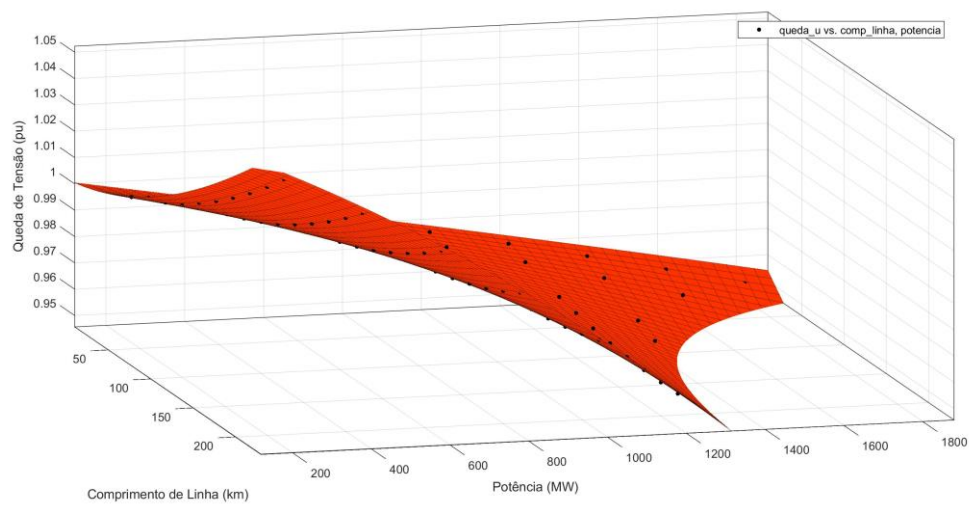


Figura A2.36 - Superfície da linha dupla de 400 kV com Scc Mínimo

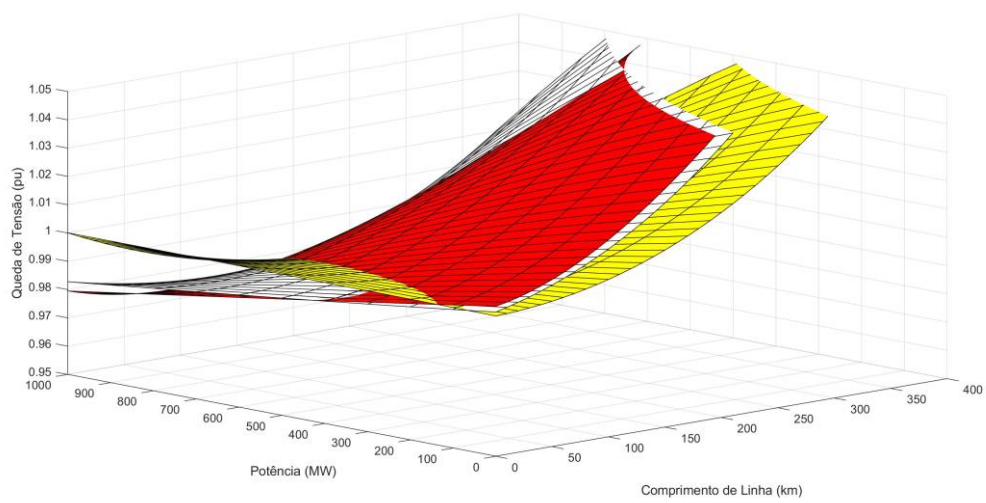


Figura A2.37 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 400 kV, vista frontal

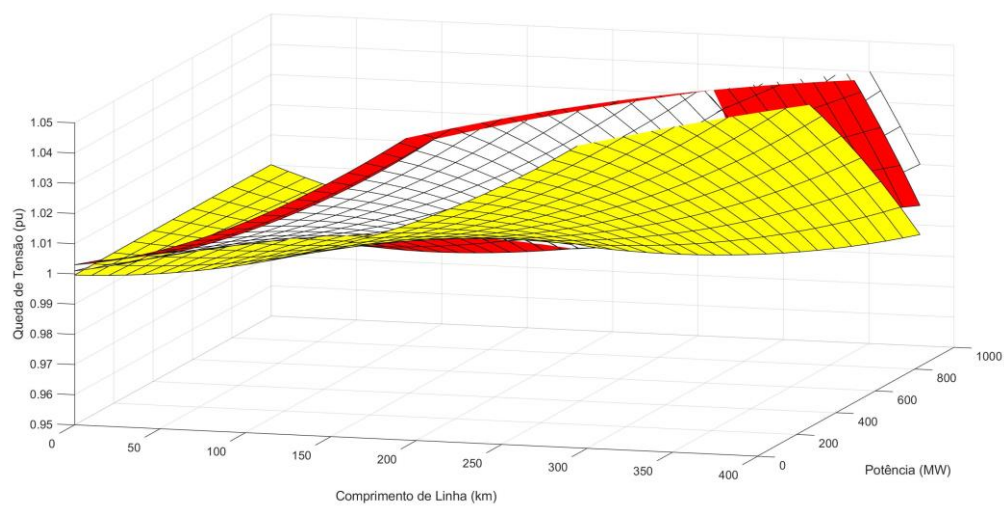


Figura A2.38 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 400 kV, vista de perfil direito

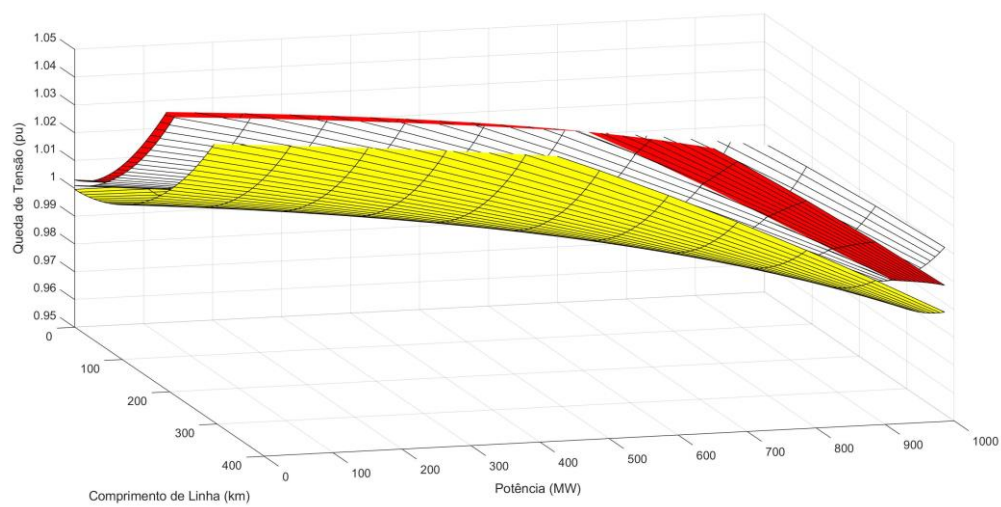


Figura A2.39 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 400 kV, vista de perfil esquerdo

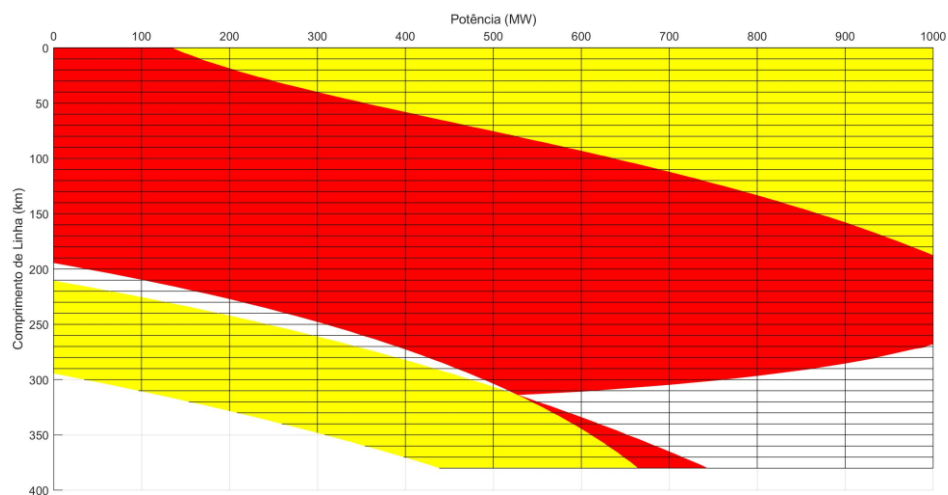


Figura A2.40 - Conjunto das três superfícies geradas para a linha dupla de 400 kV, vista do topo

