

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação**



**Classificação dos anéis abertos na Alta Tensão**

**BRUNO MIGUEL MATEUS PERES**  
(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre  
Em Engenharia Eletrotécnica - Ramo de Energia

Orientador (es):

Especialista Rui José Oliveira Nóbrega Pestana  
Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Doutora Dulce Helena Pereira Costa  
Especialista Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

**Fevereiro 2017**



# Agradecimentos

A realização desta dissertação exigiu dedicação e algum sacrifício pessoal, devido às adversidades que surgiram ao longo do trabalho.

Neste sentido, há diversos contributos que não podem, nem devem deixar de ser destacados.

Em primeiro lugar desejo expressar os meus sinceros agradecimentos ao meu orientador de dissertação de mestrado, o Senhor Especialista Rui José Oliveira Nóbrega Pestana por todo o incentivo, orientação e apoio prestado ao longo deste trabalho.

Agradeço ao meu co-orientador Senhor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis pelos conselhos, apoio, orientação e cooperação sempre que foi necessário.

Agradeço à empresa Energias de Portugal toda a disponibilidade e apoio, tornando assim possível atingir os meus objetivos, assim como à empresa Redes Energéticas Nacionais nas pessoas dos meus orientadores.

Também quero agradecer aos meus pais por todo o apoio, incentivo, por me proporcionarem as condições necessárias para atingir os meus objetivos e por me terem ensinado os valores fundamentais que hoje direcionam a minha vida.

Ao meu irmão pelos incentivos e cooperação ao longo da licenciatura e mestrado que serviram de motivação adicional.

O mesmo agradecimento também se estende aos meus amigos que me apoiaram e compreenderam na minha indisponibilidade em determinados momentos.



# Resumo

Esta dissertação tem como objetivo a identificação de todas as malhas abertas em AT, como sendo possíveis de serem fechadas e avaliar o respectivo impacto em termos de redução de perdas, energia não fornecida que deve ser evitada e correntes de curto-circuito.

Para o efeito são considerados diferentes cenários operacionais que incluem o cálculo da tensão nos anéis em AT os quais podem interligar injetores da Rede nacional de transporte e as contingências (aplicação do critério 'N-1') em MAT que possam causar sobrecargas na rede de alta tensão.

De forma a avaliar estes diferentes cenários topológicos (malha aberta e fechada em AT), foi efetuada a junção das redes MAT e AT de modo a calcular a diferença de tensões nos anéis abertos visto ser a rede malhada da Rede nacional de transporte que condiciona os ângulos das tensões nos barramentos e verificar qual a melhor escolha de exploração das redes de acordo com os níveis de tensão obtidos.

É ainda proposta mais do que uma abordagem em relação à análise das contingências em MAT, onde se pretende analisar o estudo das sobrecargas na rede AT quando ocorre uma determinada contingência n-1 na rede MAT. O estudo de um caso em AT geralmente é suficiente para justificar os casos mais evidentes, no entanto esta análise será mais completa considerando mais casos na rede de alta tensão para que a justificação da exploração da rede em malha fechada se torne mais convincente.

Com o objetivo de minimizar a energia não fornecida é determinada a quantidade de potência que passará a ter garantia de segurança (N-1).

O cálculo da corrente de curto-circuito trifásica simétrica é efetuado sem a informação da rede homopolar da rede de alta de tensão, será apenas necessário identificar os nós que tenham geração embebida de forma a representar esse gerador por uma reactância transitória direta, no entanto a corrente de curto-circuito trifásica simétrica é limitada a um valor de 31,5 kA, para a rede MAT e de 25 kA para a rede AT, caso ela atinja esses valores será rejeitada.

## **Palavras-Chave:**

**Classificação das malhas abertas e fechadas em alta tensão;**

**Tensão nos anéis em alta tensão;**

**Perdas nas malhas em alta tensão;**

**Energia não fornecida nas malhas;**

**Correntes de curto-circuito em malhas de alta tensão.**



# Abstract

The target of this dissertation is to explore the classification of all open meshes in high voltage, as being possible to be closed and justifying the cause of those that cannot be closed and the respective impact in terms of loss reduction, energy not supplied which should be avoided and currents of short-circuit.

For this intention are illustrated different simulations, such as: the characterization of the voltage levels in the high voltage rings that can connect injectors of the national transport network, the contingencies (N-1) in the extra high voltage that can cause overloads in the high voltage network.

In order to evaluate these network explorations (open and closed meshes in high voltage) and the characterization of the voltage levels in the high voltage rings, the extra high voltage and high voltage networks, with the propose to calculate the voltage difference in the open rings in High voltage, as the national transport network is a network mesh and change the angles of the voltages in the buses and to check the best choice to explore the networks according to the obtained voltage levels.

It is still proposed more than an approach to the analysis of contingencies in extra high voltage, where it is intended to analyze the study of overloads in the AT network when a certain n-1 contingency occurs in the MAT network. The study of a case in high voltage is sufficient to justify the most obvious cases, however this analysis will be more complete considering more cases in the high voltage network with objective to become the justification of the closed mesh network exploration more convincing.

The amount of power that will be guaranteed safety (N-1) is determined with the propose of minimize the energy not supplied.

The symmetric three-phase short-circuit current calculation will be done without the information of the homopolar network of the high voltage network, only it will be necessary to identify the nodes that have an embedded generation in order to represent this generator by a direct transient reactance, however the symmetrical three-phase short-circuit current is limited to a value of 31.5 kA for the MAT network and 25 kA for the AT network, if it reaches those values it will be rejected.

## **Keywords:**

**Classification of open and closed meshes in high voltage;**

**Voltage levels in high voltage;**

**Losses in the meshes in high voltage;**

**Energy not supplied in meshes;**

**Symmetric three-phase short-circuit currents in high voltage meshes;**



# Índice

Agradecimentos.....	III
Resumo.....	V
Abstract.....	VII
Índice de figuras.....	XI
Índice de tabelas.....	XIII
Lista de acrónimos e abreviaturas.....	XV
Lista de símbolos e variáveis.....	XVII
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.3. Organização do texto.....	5
2. Energia Elétrica em Portugal.....	7
2.1. Dependência energética.....	9
2.2. Oferta.....	9
2.2.1. Saldo importador.....	10
2.3. Procura.....	12
2.4. Análise Oferta vs. Procura.....	13
3. Perdas em Redes de Energia Elétrica.....	15
3.1. Introdução.....	17
3.2. Principais causas das perdas de uma rede elétrica.....	18
3.2.1. Resistência elétrica.....	18
3.2.2. Carga elétrica.....	19
3.2.3. Tensão elétrica.....	19
3.3. Estratégias de redução de perdas.....	19
3.3.1. Investimento em linhas.....	19
3.3.2. Produção distribuída.....	20
3.3.3. Reconfiguração de redes.....	21
3.3.4. Controlo das potências transitadas.....	21
3.3.5. Impacto da energia eólica no controlo da tensão em redes de distribuição.....	22
4. Metodologia de cálculo do trânsito de energia para obtenção das perdas na rede.....	23
4.1. Introdução.....	25
4.2. Informação utilizada.....	26
4.3. Software de simulação.....	26
4.4. Conceitos necessários para o cálculo do trânsito de energia.....	27
4.4.1. Valores por unidade.....	27
4.4.2. Aplicação dos valores por unidade em sistemas trifásicos.....	27
4.4.3. Transformadores com regulação de tensão.....	28
4.4.4. Representação das Cargas.....	29
4.4.5. Linha elétrica de energia.....	29
4.4.6. Trânsito de energia para sistemas de n barramentos.....	31
4.4.7. Tipos de barramentos.....	33
4.4.8. Baterias de condensadores ou reatâncias indutivas.....	34
4.5. Método de Newton-Raphson.....	35
4.5.1. Aplicação ao trânsito de energia.....	36
5. Análise e Discussão de resultados.....	39
5.1. Rede AT do Algarve.....	41
5.2. Trânsito de potência da rede AT, considerando os injetores da rede como geradores fictícios para quatro cenários de estudo.....	42

5.3. Rede MAT.....	45
5.4. Trânsito de potência em conjunto com as duas redes MAT e AT, considerando quatro cenários de estudo .....	46
5.4.1. Resultados obtidos dos ângulos da rede (MAT+AT) para as malhas abertas/fechadas ..	50
5.4.2. Resultados obtidos das perdas da rede (MAT+AT) em malhas abertas/fechadas.....	52
5.5. Potências ativas e reativas enviadas pelos injetores à rede AT .....	54
5.6. Potências que garantem a segurança n-1 das subestações entre injetores da rede AT .....	59
5.7. Análise de contingências na rede MAT.....	62
5.8. Análise das correntes de curto-circuito simétrico trifásico na rede.....	64
5.8.1. Introdução .....	64
5.8.2. Modelos dos elementos da rede .....	67
5.8.3. Resultados do cálculo das correntes de curto-circuito simétrico na rede AT.....	69
6. Conclusões e trabalhos futuros.....	73
6.1. Conclusões .....	75
6.2. Trabalhos Futuros.....	76
Bibliografia .....	77
Anexo A – Dados da rede AT .....	79
Anexo B – Interligação da rede mat com a rede at .....	87
Anexo C – Dados da rede MAT.....	91

# Índice de figuras

Figura 1 - Constituição da rede MAT + AT. ....	4
Figura 2 - Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal por tipo de fonte (GWh). ....	9
Figura 3 - Mix de produção de eletricidade em 2014. ....	10
Figura 4 - Mix de produção de eletricidade em 2015. ....	10
Figura 5 - Evolução das importações e exportações de eletricidade. ....	11
Figura 6 - Mix de capacidade instalada para a produção de eletricidade em 2015. ....	11
Figura 7 - Evolução dos consumos de eletricidade. ....	12
Figura 8 - Consumo de eletricidade por tipo de consumo 2006 vs 2015. ....	12
Figura 9 - Esquema equivalente $\pi$ do transformador. ....	28
Figura 10 - Esquema equivalente $\pi$ de uma linha. ....	30
Figura 11 - Definição de potência injetada (esquema unifilar). ....	31
Figura 12 - Definição de potência injetada (esquema monofásico equivalente). ....	31
Figura 13 - Fluxograma do processo iterativo para o método de Newton-Raphson. ....	38
Figura 14 - Rede AT com a exploração em malhas abertas (2015). ....	41
Figura 15 - Rede AT com a exploração em malhas fechadas (2015). ....	41
Figura 16 - Rede malhada (anel) com exploração radial. ....	42
Figura 17 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 8 de Dezembro de 2015. ....	43
Figura 18 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 14 de Dezembro de 2015. ....	43
Figura 19 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 21 de Dezembro de 2015. ....	43
Figura 20 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 27 de Dezembro de 2015. ....	44
Figura 21 - Rede MAT+AT do Algarve com as malhas abertas ou fechadas. ....	45
Figura 22 - Rede malhada. ....	46
Figura 23 - Perfil de tensão para o dia 8 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	47
Figura 24 - Perfil de tensão para o dia 14 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	47
Figura 25 - Perfil de tensão para o dia 21 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	48
Figura 26 - Perfil de tensão para o dia 27 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	48
Figura 27 - Perfil dos ângulos para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	50
Figura 28 - Perfil dos ângulos para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	51
Figura 29 - Perfil dos ângulos para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	51
Figura 30 - Perfil dos ângulos para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	51
Figura 31 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	54
Figura 32 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	55
Figura 33 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	55
Figura 34 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	56
Figura 35 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	57
Figura 36 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	57
Figura 37 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	58
Figura 38 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas. ....	58
Figura 39 - Apresentação das subestações Silves e Loulé quando são interligadas pelo injetor da zona de Portimão e de Tunes. ....	59
Figura 40 - Apresentação das subestações S. Brás de Alportel e Cimpor quando são interligadas pelo injetor da zona de Tunes e de Estoi. ....	60
Figura 41 - Apresentação das subestações de Quarteira e Vilamoura B quando são interligadas pelo injetor da zona de Tunes e de Estoi. ....	60
Figura 42 - Perfil de potências ativas que garantem a segurança n-1 para as subestações da RND entre injetores da REN. ....	61
Figura 43 - Linhas da rede MAT que interligam os injetores da rede AT do Algarve. ....	62
Figura 44 - Esquema equivalente de Thévenin. ....	65
Figura 45 - Corrente de curto-circuito com componente contínua. ....	68
Figura 46 - Modelo de gerador síncrono. ....	68

<i>Figura 47 - Potências de curto-circuito para o dia 8 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.</i>	70
<i>Figura 48 - Potências de curto-circuito para o dia 14 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.</i>	70
<i>Figura 49 - Potências de curto-circuito para o dia 21 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.</i>	71
<i>Figura 50 - potências de curto-circuito para o dia 27 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.</i>	71

# Índice de tabelas

<i>Tabela 1 Resistividade e coeficiente de temperatura para os materiais de alumínio e cobre. ....</i>	<i>19</i>
<i>Tabela 2 - Tipos de barramentos. ....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 3 – Limites de aceitabilidade de tensão para rede MAT e AT. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 4 - Perdas da rede AT para 8/12/2015. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 5 - Perdas da rede AT para 14/12/2015. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 6 - Perdas da rede AT para 21/12/2015. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 7 - Perdas da rede AT para 27/12/2015. ....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 8 - Subestações mais distantes da rede RND. ....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 9 - Variação da tensão desde Portimão até Estoi com a rede explorada em malhas abertas. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 10 - Apresentação dos barramentos da rede em malhas fechadas onde se verifica a diminuição das tensões. ....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 11 - Apresentação dos barramentos da rede com exploração da rede em malhas fechadas onde os ângulos aumentam. ....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 12 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis abertos para dia 8/12/2015 e 14/12/2015. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 13 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis abertos para dia 21/12/2015 e 27/12/2015. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 14 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis fechados para dia 8/12/2015 e 14/12/2015. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 15 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis fechados para dia 21/12/2015 e 27/12/2015. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 16 - Linhas que foram ligadas e desligadas para alimentar as subestações AT. ....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 17 - Potências que garantem a segurança n-1 para 8/12/2015 e 14/12/2015. ....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 18 - Potências que garantem a segurança n-1 para 21/12/2015 e 27/12/2015. ....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 19 – Linhas (150 kV) da rede MAT que ligam os três injetores da REN do Algarve para o cenário 8/12/2015. ....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 20 – Linhas (400 kV) da rede MAT que ligam os três injetores da REN do Algarve para o cenário 8/12/2015. ....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 21 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 8 de Dezembro. ....</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 22 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 14 de Dezembro. ....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 23 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 21 de Dezembro. ....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 24 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 27 de Dezembro. ....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 25 - Dados das linhas da rede AT. ....</i>	<i>81</i>
<i>Tabela 26 - Dados dos barramentos da rede AT. ....</i>	<i>82</i>
<i>Tabela 27 - Dados da geração AT. ....</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 28 - Dados das cargas da rede AT. ....</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 29 - Linhas da rede AT que constituem os anéis abertos. ....</i>	<i>85</i>
<i>Tabela 30 - Linhas que Interligam a rede MAT com a rede AT. ....</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 31 - Dados das linhas da rede MAT. ....</i>	<i>93</i>



## Lista de acrónimos e abreviaturas

AT	Alta Tensão
AT/MT	Alta Tensão/Média Tensão
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
DPLAN	A Dara Base Oriented Programing Language
ENF	Energia Não Fornecida
EDP	Energias de Portugal
FER	Fontes de Energia Renovável
F.E.M	Força Eletromotriz
GEE	Gases Efeito de Estufa
GWh	Gigawatt-hora
IPH	Índice de Produtividade Hídrica
ICC	Corrente de Curto de Circuito
MVA	Megavolt-ampere
Mvar	Megavolt-ampere reativo
MW	MegaWatt
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MAT	Muita Alta Tensão
PSSE	Power System Simulator for Engineering
PD	Produção distribuída
RNT	Rede Nacional de Transporte
RND	Rede Nacional de Distribuição
REN	Redes Energéticas Nacionais
SEE	Sistemas Eléctricos de Energia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
TCMA	Taxa de Crescimento Média Anual



## Lista de símbolos e variáveis

$\Delta_{\theta}^K$	Acréscimo adicionado ao vetor das incógnitas para o cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$\Delta_{P_i}^K$	Erro de fecho associado ao cálculo da potência ativa para o cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$\Delta_{Q_i}^K$	Erro de fecho associado ao cálculo da potência reativa para o cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$\Delta_V^K$	Acréscimo adicionado ao vetor das incógnitas aplicadas ao trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$\Delta_x^K$	Acréscimo aplicado ao vetor das incógnitas pelo método Newton-Raphson
$\Delta_y^K$	Acréscimo aplicado ao vetor das incógnitas pelo método Newton-Raphson
$\theta$	Argumento da tensão
$\xi$	Tolerância mínima para os erros de fecho aplicado ao trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$B_T$	Susceptância
$C$	Capacidade que caracteriza a bateria de condensadores
$E$	Força eletromotriz
$G_T$	Condutância
$H_{ii}$	Segundo elemento da Matriz do jacobiano no cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$I$	Corrente Elétrica
$I_b$	Corrente de base
$I_{pu}$	Valor de corrente em pu
$I_i^{cc}$	Corrente de curto-circuito no barramento i
$J$	Jacobiano
$J_{ii}$	Terceiro elemento da Matriz do jacobiano no cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$l_{ii}$	Quarto elemento da Matriz do jacobiano no cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$M$	Relação de transformação do transformador de regulação de tensão
$N_{ii}$	Primeiro elemento da Matriz do jacobiano no cálculo do trânsito de energia pelo método Newton-Raphson
$P_{perdas}$	Potência ativa associada às perdas
$P_G$	Potência ativa gerada
$p.u.$	Valor por unidade
$P_{C_i}$	Potência ativa associada à carga
$P_{esp}^i$	Potência ativa especificada

$P$	Potência ativa
$Q_G$	Potência reativa gerada
$Q_{C_i}$	Potência reativa associada à carga
$Q_{esp}^i$	Potência reativa especificada associada ao cálculo dos erros de fecho
$Q$	Potência reativa
$Q_c$	Potência reativa fornecida pela bateria de condensadores
$Q_{c_n}$	Potência reativa nominal da bateria de condensadores
$R$	Resistência Elétrica
$S_b$	Potência aparente de base
$S_{cc}$	Potência de curto-circuito em MVA
$V_{pu}$	Valor da tensão em p.u.
$V_i^0$	Tensão pré-defeito
$V$	Tensão elétrica
$V_n$	Tensão nominal
$X_d^n$	Reatância subtrânsitória
$X_d'$	Reatância transitória
$X_s$	Reactância síncrona
$y$	Admitância
$[Y]$	Matriz das admitâncias nodais
$y_c$	Reatância obtida com introdução das baterias dos condensadores
$Z_T$	Impedância equivalente de Thévenin
$Z_{def}$	Impedância de defeito
$Z_b$	Impedância de base

---

# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUÇÃO

*Neste capítulo é efetuado um enquadramento do tema, endereçado na presente dissertação, onde são apresentados os objetivos e a organização de texto*



# 1. Introdução

## 1.1. Enquadramento

A energia elétrica assume um papel fundamental no nosso quotidiano, uma vez que esta é necessária em quase todas as nossas atividades, nomeadamente em setores como a indústria, a habitação, serviços e transportes, tornando assim a sociedade fortemente dependente de energia elétrica.

Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) apresentam-se divididos em quatro atividades principais, produção, transporte, distribuição e consumo.

A energia elétrica é maioritariamente produzida em centrais elétricas de grande porte com recurso a diversas tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia, sendo esta entregue à rede de transporte, constituída pelas linhas de MAT, que permitem assegurar o trânsito de elevados volumes de energia.

A RNT (Rede Nacional de Transporte) é operada pela REN (Redes Energéticas Nacionais) a qual liga os produtores aos centros de consumo assegurando o equilíbrio entre a procura e a oferta [2].

Os pontos de entrega da RNT permitem alimentar a rede de distribuição operante pela EDP (Energias de Portugal) através de transformadores MAT/AT, a partir dos quais são abastecidas as cargas da maioria dos consumidores finais.

A EDP constrói, opera e mantém as redes e instalações destinadas à distribuição de energia elétrica, tendo como objetivo, manter a qualidade e a continuidade do serviço assegurando assim o seu fornecimento interrupto com a finalidade de disponibilizar um melhor atendimento personalizado aos seus clientes, sendo este aspeto fundamental na exploração do SEE (Sistema Elétrico de Energia) [3].

Os equipamentos das redes estão naturalmente sujeitos a avarias, que originam interrupções no fornecimento de energia, implicando um aumento de custos, o qual se reflete na estrutura topológica da rede, como tal é necessário otimizar o número dos equipamentos utilizados através de manutenções / revisões periódicas com vista a minimizar o impacto causado aos consumidores pelas avarias e ao mesmo tempo reduzir os custos, de modo a manter as tarifas a um nível aceitável.

Torna-se fundamental analisar periodicamente o comportamento das redes, das instalações e dos equipamentos de distribuição, com o objetivo de identificar eventuais avarias e possíveis ações de melhoria para melhor desempenho da rede.

Uma das formas que permite avaliar o desempenho de uma rede é através de indicadores gerais de continuidade de serviço, como seja a ENF (Energia não Fornecida).

A partir da ENF é possível calcular o valor estimado de energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento verificadas ao longo do ano.

A partir desse cálculo, é possível identificar as regiões mais carenciadas no sentido de tomar decisões concretas sobre as atuações (a nível de planeamento e / ou operacionalidade) que se traduzam numa melhoria da qualidade do serviço no abastecimento de energia elétrica aos clientes por elas servidos. É apresentado na figura 1, o regime normal de exploração da rede AT que decorre na maioria dos casos em malha aberta. Pretende-se no presente trabalho verificar qual o melhor tipo de exploração de rede a aplicar, se é a exploração em malha fechada ou em malha aberta, para uma zona específica do país.

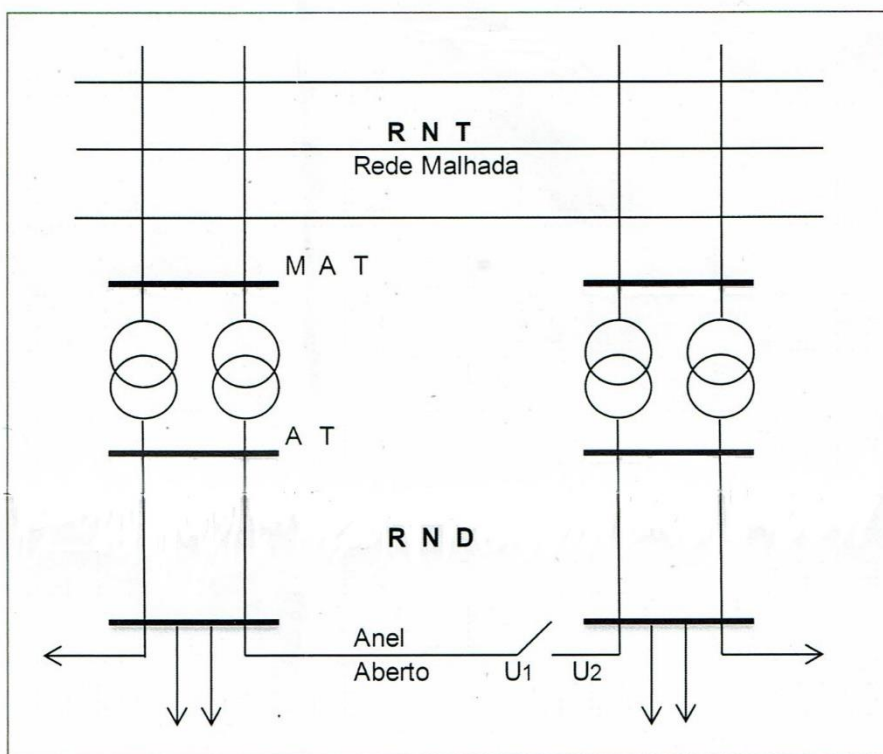


Figura 1 - Constituição da rede MAT + AT.

A eventual exploração em malha fechada, caso seja possível, deverá estar em conformidade com os padrões de continuidade e qualidade de serviço técnico em vigor de forma a contribuir para o bom desempenho da EDP Distribuição.

## 1.2. Objetivos

A presente dissertação consiste, em analisar e classificar todos os anéis atualmente explorados em malha aberta de uma rede de Alta Tensão que podem interligar injetores da RNT, como sendo possíveis de serem fechados, justificando a causa dos que não podem ser fechados e o respetivo impacto em termos de redução de perdas, ENF e Icc.

A metodologia que será desenvolvida será aplicada à rede de distribuição AT do Algarve.

Para o desenvolvimento deste estudo será utilizado o trânsito de energia da rede MAT em conjunto com a rede AT pelo programa PSSE<sup>1</sup>.

É necessário o conjunto das redes MAT e AT uma vez que a rede usada na Rede Nacional Transporte é malhada o que condiciona os ângulos das tensões nos barramentos da rede AT, de forma a se poder quantificar a diferença de tensões nos anéis e verificar qual a escolha da exploração da rede que se enquadra melhor.

<sup>1</sup> Mais conhecido por Power System Simulator (PSSE).

Deste modo, será seguida a seguinte metodologia:

- Cálculo das tensões e argumentos nos anéis abertos e fechados na rede AT;
- Simulações de rede em regime normal e de contingência (N-1) na rede MAT, que possam causar sobrecargas na rede AT para diversos cenários de geração e de carga;
- Serão efetuados para cada cenário a quantificação das perdas da rede AT;
- Simulação das correntes de curto-circuito trifásicas simétricas.

### **1.3. Organização do texto**

A dissertação encontra-se organizada em seis capítulos, sendo de seguida efetuada uma breve descrição sobre cada um deles:

- Capítulo 1: É efetuado um enquadramento da dissertação, onde são apresentados os objetivos e a organização de texto.
- Capítulo 2: É apresentado de forma sucinta a caracterização do sistema electroprodutor em Portugal em 2015, nos aspetos mais importantes referentes à procura e à oferta.
- Capítulo 3: São analisadas as principais causas das perdas verificadas na rede de energia elétrica em estudo, e as estratégias adotadas na redução destas, de forma a melhorá-las na rede.
- Capítulo 4: São apresentados os conceitos necessários e o método utilizado para o cálculo do trânsito de energia na rede em estudo por forma a estudar os objetivos propostos.
- Capítulo 5: São simulados o conjunto das duas redes (MAT + AT) apresentadas para quatro cenários, chegando-se a algumas conclusões sobre o seu comportamento com a rede explorada em malhas abertas e em malhas fechadas.
- Capítulo 6: Encontram-se as principais conclusões obtidas e os futuros desenvolvimentos deste trabalho.



---

# CAPÍTULO 2

---

## ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL

---

*Neste capítulo é analisado o panorama energético referente ao sistema electroprodutor em Portugal no final de 2015, sendo apresentados os aspetos mais importantes referentes à procura e oferta. Analisa-se a evolução da produção bruta, a evolução do consumo e o saldo importador.*

*São ainda efetuadas comparações entre a procura e a oferta referentes ao sistema electroprodutor.*



## 2. Energia elétrica em Portugal

O panorama energético está em constante mudança, quer por força da economia, diretamente ligada à procura de energia, quer por força das alterações climáticas que nos obrigam a uma ação imediata e concertada para travar o escalar das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) [4].

Portugal está na dianteira no que toca à aposta nas energias renováveis, tendo alcançado resultados bastante positivos nos últimos anos. Mostra disso é a redução da dependência energética do exterior e o aumento da produção doméstica de energia que asseguram um maior nível de segurança de abastecimento e redução das emissões de GEE [4].

### 2.1. Dependência energética

Um dos principais desafios e objetivos da atual política energética nacional passa por reduzir a dependência energética do exterior. Historicamente, Portugal apresenta uma dependência energética elevada, entre 80 e 90%, fruto da inexistência de produção nacional de fontes de energia fósseis, como o Petróleo ou Gás Natural, que têm um peso muito significativo no mix de consumo de energia. A aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, com maior incidência nos últimos anos, tem permitido a Portugal baixar a sua dependência para níveis inferiores a 80%. No entanto, a variabilidade do regime hidrológico, associado a uma grande componente hídrica no sistema electroprodutor nacional, influencia negativamente a dependência energética em anos secos [4].

### 2.2. Oferta

Em 2015, a produção total bruta de Eletricidade situou-se nos 52 421 GWh, verificando-se uma redução de 0,7% face a 2014. Do total da produção de eletricidade, 49% teve origem em fontes renováveis, como é apresentado na figura 2, verificando-se assim uma redução de 13,6 p.p face ao valor registado em 2014 muito por força da redução significativa do Índice de Produção Hídrica (IPH 2015= 0,74 vs. IPH 2014= 1,27) [4].

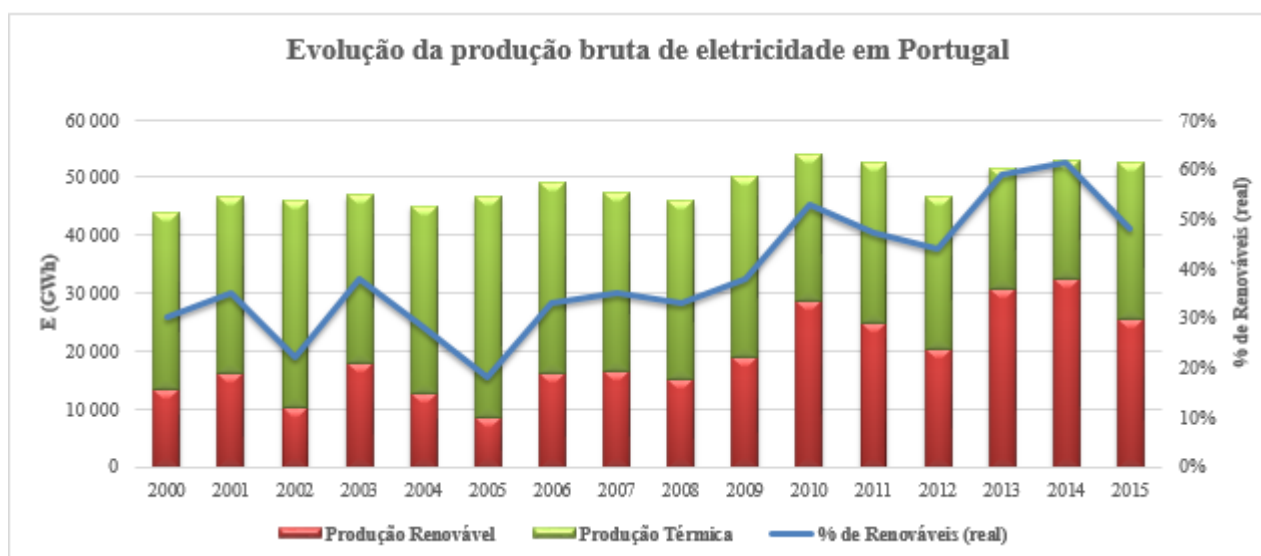


Figura 2 - Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal por tipo de fonte (GWh).  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

Como se pode verificar na figura 4, o total de produção de eletricidade, 51% teve origem em fontes não renováveis, pelo que 49 % provém de energias renováveis, com maior incidência na Eólica e Hídrica.

Ao comparar a figura 3 com a figura 4, a redução da produção Hídrica conduziu a uma maior contribuição da componente térmica fóssil, em particular do Carvão e do Gás Natural, verificando-se um aumento de 31,9% face a 2014.

Por este motivo, verifica-se uma maior contribuição por parte da produção térmica fóssil, com maior ocorrência por parte do carvão e do gás natural, observa-se assim um aumento de 12 %.

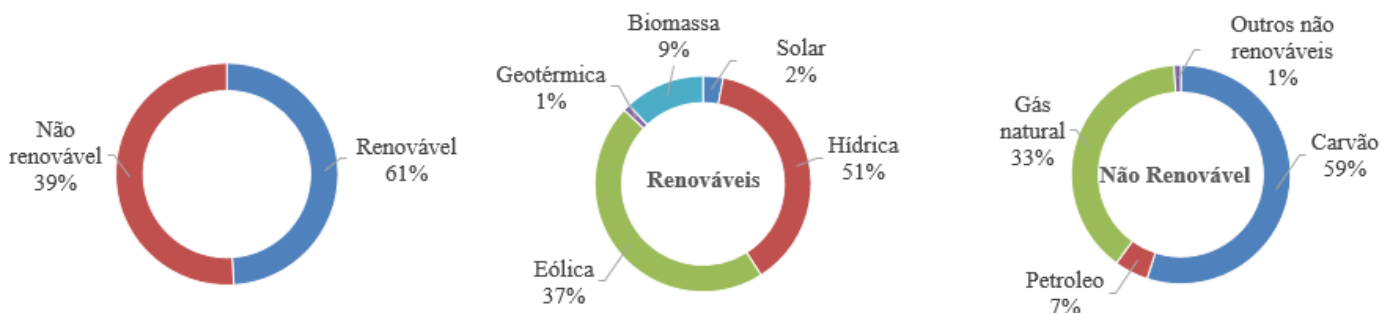


Figura 3 - Mix de produção de eletricidade em 2014.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

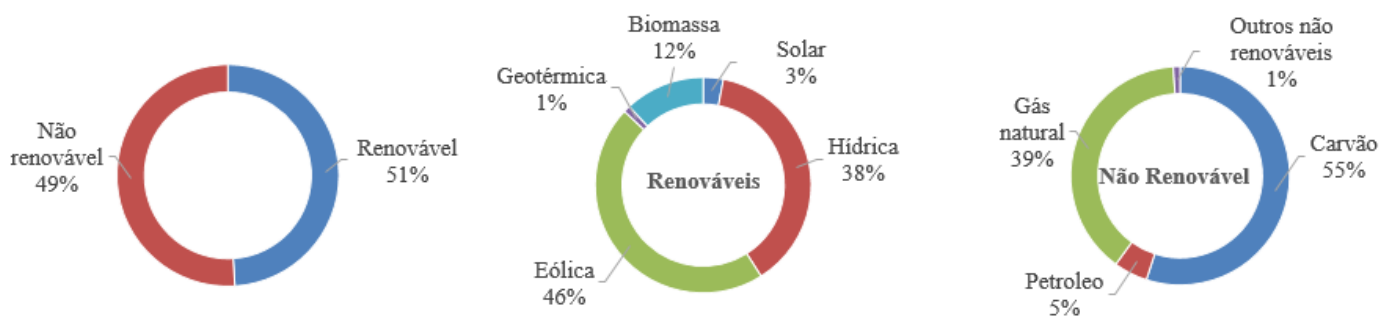


Figura 4 - Mix de produção de eletricidade em 2015.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

### 2.2.1. Saldo importador

O saldo importador de eletricidade é muito influenciado pela disponibilidade dos recursos endógenos renováveis, em particular Hídrica e Eólica, dado o elevado peso que esta componente tem na produção de eletricidade em Portugal.

De acordo com a figura 5, em 2015, o saldo importador foi de 2 266 GWh, o que levou as importações de eletricidade totalizarem 8 077 GWh, verificando-se um aumento de 11,5% face a 2014 e uma Taxa de Crescimento Média Anual (TCMA) de -0,7% no período 2006-2015. No caso das exportações, totalizaram 5 811 GWh, verificando-se uma redução de 8,4% face a 2014 e uma TCMA de 6,9% no período 2006-2015 [4].

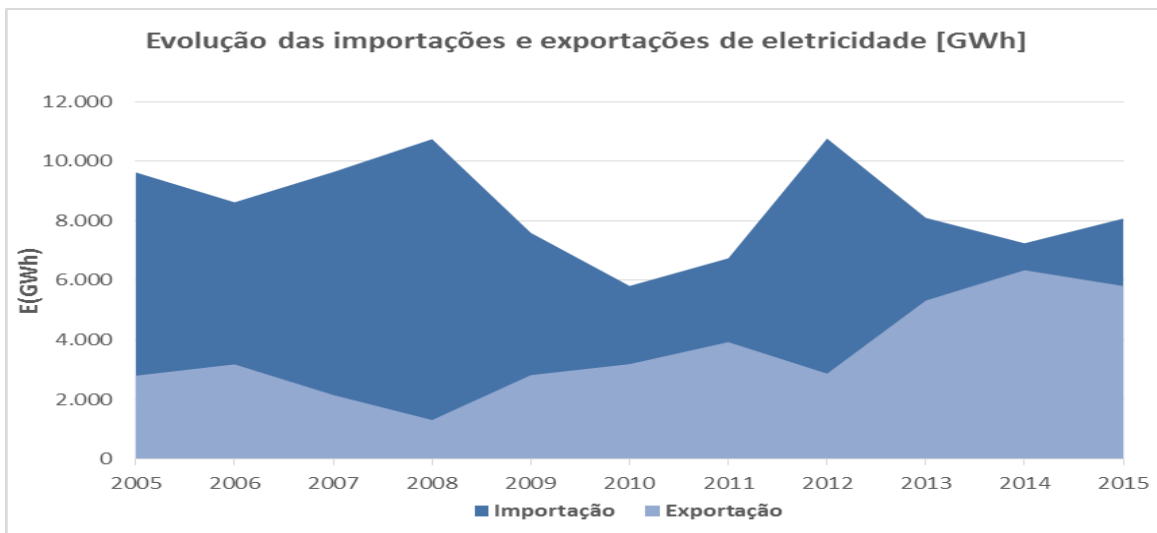


Figura 5 - Evolução das importações e exportações de eletricidade.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

Deste modo, o saldo importador de eletricidade registou um aumento de 2,51% face a 2014, sendo que no período 2006-2015 o saldo importador estabeleceu uma TCMA de -9,3%.

Na última década, o sistema electroprodutor registou um crescimento considerável, em parte graças à expansão da capacidade renovável, mais significativa a partir de 2005.

Relativamente ao nível da capacidade instalada, o sistema electroprodutor nacional, em 2015 obteve um total de 20 201 MW, mais 2,6% relativamente a 2014.

O aumento da capacidade instalada resultou, sobretudo, da entrada em funcionamento de uma nova central hidroelétrica, a barragem Foz do Tua, com uma potência instalada de 270 MW

Quanto às diferentes tecnologias de produção de eletricidade existentes em Portugal, 7908 MW (39% do total) são das tecnologias com base em recursos fósseis (Carvão, Petróleo e Gás Natural) e 12 293 MW (61% do total) provem das tecnologias com base em recursos renováveis, na qual o seu componente renovável que contribuiu mais para o seu crescimento foi a Hídrica (49%), seguida da Eólica (41%), Biomassa (6%) e Solar (4%), conforme se demonstra na figura 6 [9].

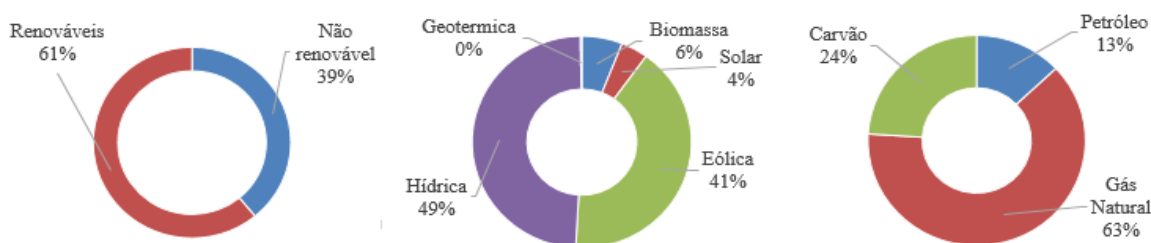


Figura 6 - Mix de capacidade instalada para a produção de eletricidade em 2015.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

Na componente fóssil, o Gás Natural representa cerca de 63% do total da capacidade instalada e cerca de 25% da capacidade total instalada em Portugal. Relativamente ao Petróleo, a sua contribuição no mix de capacidade instalada tem vindo a diminuir nos últimos anos por força do encerramento das centrais térmicas em Portugal Continental (ex.: Central do Carregado)..

## 2.3. Procura

A procura da eletricidade em Portugal Continental registou um crescimento negativo no período 2006-2015 verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -0,4% neste período, em resultado de uma redução considerável do consumo que vem a verificar-se desde 2010. Em 2015, o consumo total em Portugal Continental situou-se em cerca de 46 857 GWh, o que correspondeu a uma redução de 1,8% face a 2014, como se pode verificar na figura 7 [4].

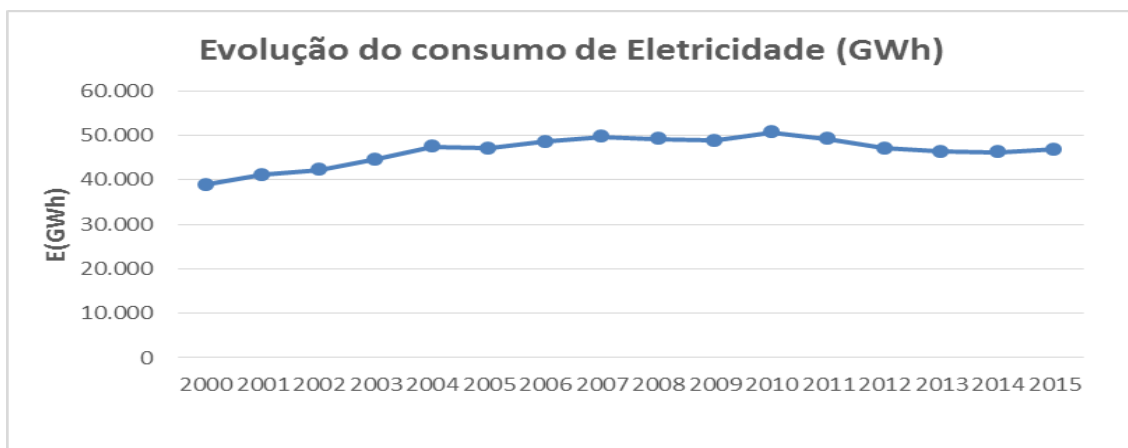


Figura 7 - Evolução dos consumos de eletricidade.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

Ao nível do consumo por setor de atividade, o setor da indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em 2015 (37%), sendo o principal consumidor, tendo o seu peso decrescido em relação a 2006, seguido do setor dos Serviços (35%) e do Doméstico (25%), como se verifica na figura 8.

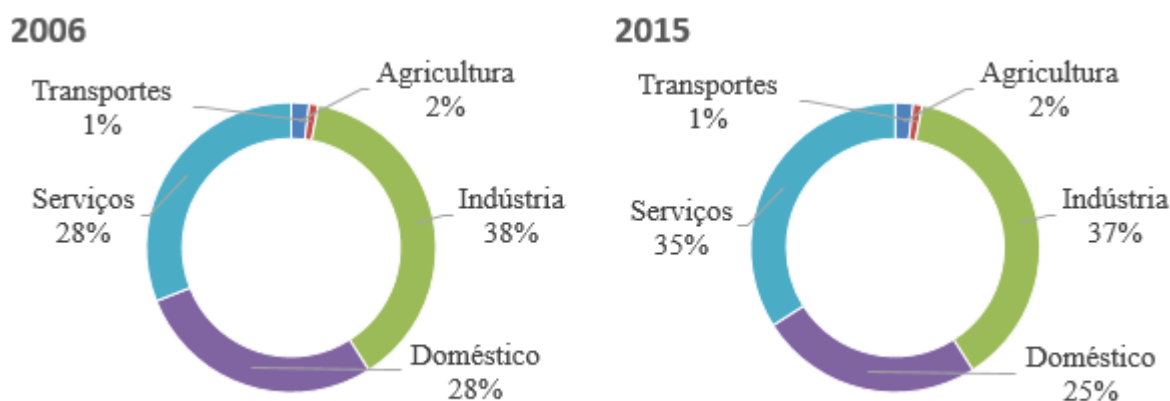


Figura 8 - Consumo de eletricidade por tipo de consumo 2006 vs 2015.  
[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]

## 2.4. Análise Oferta vs. Procura

Analisando a relação entre a Produção, representada pela produção bruta de eletricidade em Portugal Continental e cuja evolução pode ser analisada na figura 2, e a Procura, representado pelo consumo final de eletricidade em Portugal Continental e cuja evolução pode ser analisada na figura 6, verifica-se que, em termos reais e nos últimos anos, esta relação tem oscilado entre os 98% e os 112%. Significa que se verificaram anos em que a produção excedeu a procura, sendo o excedente exportado para Espanha no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) [4].

Verifica-se também que nos últimos anos ocorreu uma redução do consumo de eletricidade, este fato ligado ao crescimento das renováveis, nomeadamente a eólica, levou a um sobredimensionamento do sistema electroprodutor relativamente à procura que se tem vindo constantemente a decrescer nos últimos anos.

Num futuro próximo esta situação tem a tendência para atenuar, quer por via de recuperação do consumo relacionado ao crescimento económico, com a ideia de descomissionamento de grandes centrais térmicas.

Os cenários de procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, traduzem uma recuperação da procura de eletricidade, embora pouco expressiva nos próximos anos, em resultado das prestativas de recuperação económica do país. Os cenários de procura elaborados no âmbito do Relatório de Monitorização da Segurança de abastecimento (RMSA) apontam para taxas de crescimento médias anuais no período 2016-2030 entre 0,8% (cenário superior 0,5% (cenário central) e 0,2% (cenário inferior).

O sistema electroprodutor nacional tem evoluído, e evoluirá, para um sistema cada vez mais renovável o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência associado a estas fontes. Além disso, perspectiva-se uma crescente eletrificação dos consumos, em particular no setor dos transportes, o que também coloca novos desafios à gestão da rede e dos consumos.

No horizonte 2030 prevê-se um aumento significativo da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, na ordem dos 3 500 MW no sentido Portugal-Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha-Portugal, através da concretização de projetos de investimento em curso ou previstos implementar, nomeadamente através de: construção da linha a 400 kV Minho (PT) - Galiza (ES), projeto este com o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PCI) atribuído pela Comissão Europeia, e da concretização de reforços internos de rede com destaque para a linha a 400 kV Pedralva-Sobrado, igualmente reconhecido pela Comissão Europeia como PCI.

*[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)]*



---

# CAPÍTULO 3

---

## PERDAS EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

*Neste capítulo é efetuada a análise às principais causas de perdas verificadas na rede de energia elétrica em estudo, avaliando a resistência elétrica, a carga elétrica, a tensão elétrica e as estratégias adotadas de forma a reduzi-las e a otimizá-las na rede.*



## 3. Perdas em Redes de Energia Elétrica

### 3.1. Introdução

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as redes de distribuição recebem a energia elétrica da geração e de outras redes (redes de transporte e de outras redes de distribuição), entregando-a aos consumidores finais.

A energia elétrica medida pelas redes de distribuição nas unidades consumidoras é sempre inferior à energia recebida da geração ou de outras redes.

Esta diferença de energia denominada por perdas de energia são definidas por:

- Perdas na rede de transporte, sendo estas perdas verificadas entre a geração de energia elétrica e o limite dos sistemas de distribuição;
- Perdas na rede de distribuição, sendo estas as perdas que ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição.

As perdas identificadas nos Sistemas Elétricos de Energia podem ser caracterizadas por perdas técnicas resultantes de fenômenos físicos que ocorrem nos equipamentos elétricos, linhas e transformadores, tais como o efeito de joule.

No âmbito desta dissertação, pretendem-se obter as perdas ativas da rede constituída pela geração (MAT e AT) e pela rede de transporte e de distribuição AT, onde o valor da carga é equivalente à potência tomada pelos consumidores da rede MT. Deste modo, são analisadas as principais causas destas perdas verificadas na rede com maior detalhe e as estratégias adotadas na redução destas de modo a minimizá-las.

## 3.2. Principais causas das perdas de uma rede elétrica

É essencial ter sensibilidade relativamente aos fatores que têm maior influência nas perdas elétricas de uma rede.

Estes fatores são os seguintes:

- Resistência elétrica;
- Carga elétrica;
- Tensão elétrica.

### 3.2.1. Resistência elétrica

Como as perdas são proporcionais a  $R \times I^2$ , é evidente que quanto mais elevada for a resistência maiores são as perdas.

Desta forma, a resistência de uma linha é o parâmetro que condiciona as perdas por efeito de joule.

Por outro lado, verifica-se que a resistência depende de outros parâmetros, tais como: a resistividade elétrica do material condutor, o comprimento da linha e a seção útil, expressa em  $\Omega / m$ .

Como se pode verificar na expressão:

$$R = \frac{\rho}{S} \times L \quad (1.0)$$

Onde  $\rho$  é a resistividade do material ( $\Omega / m$ ), S a seção do condutor ( $m^2$ ) e L o comprimento da linha (m).

A resistividade depende do tipo de material escolhido para o efeito de condução de energia elétrica, sendo tipicamente escolhidos condutores de alumínio ou cobre.

Os seus valores típicos são dados pelas expressões:

$$\rho(\text{Al}) = 2,83 \times 10^{-4} \Omega / m \quad (1.1)$$

$$\rho(\text{Cu}) = 1,77 \times 10^{-4} \Omega / m \quad (1.2)$$

Pelos valores apresentados, a resistividade do cobre apresenta um valor mais baixo em relação ao alumínio, no entanto é um material com custos mais elevados.

Ao que diz respeito ao comprimento da linha, quanto maior for o comprimento que apresenta, maior é a distância a percorrer, o que resulta numa maior resistência à passagem da corrente.

Quanto maior a secção do condutor maior a capacidade de transporte de energia elétrica.

Outro fator que afeta a resistência elétrica dos condutores é a temperatura, sendo que para temperaturas mais elevadas a resistência aumenta.

A temperatura condiciona a resistência pela expressão:

$$R_1 = R_2 [1 + \alpha (T_2 - T_1)] \quad (1.3)$$

Em que,  $R_1$  e  $R_2$  são as resistências às temperaturas  $T_1$  e  $T_2$  respectivamente e  $\alpha$  o coeficiente de temperatura, onde se pode verificar na tabela 1 o valor do coeficiente de acordo com o valor de resistividade mencionado anteriormente.

*Tabela 1 Resistividade e coeficiente de temperatura para os materiais de alumínio e cobre.*

Material	Resistividade ( $\Omega$ /m)	Coefficiente de Temperatura
Alumínio	$2,83 \times 10^{-4}$	0,0039
Cobre	$1,77 \times 10^{-4}$	0,0038

Deste modo, a resistência elétrica das linhas de transmissão e dos enrolamentos dos transformadores de potência é a que mais contribui para as perdas nos SEE.

### 3.2.2. Carga elétrica

O SEE tem como objetivo satisfazer os seus consumidores, desta forma, o aumento da carga elétrica no sistema implica um aumento proporcional da corrente elétrica nos diversos condutores do sistema, o que proporciona o aumento das perdas de joule.

### 3.2.3. Tensão elétrica

A tensões verificadas nas redes MAT e AT dependem das potências consumidas pelos consumidores ligados as estas redes.

As quedas de tensão verificadas nas linhas influenciam a corrente transitada, o que condiciona as perdas na rede.

## 3.3. Estratégias de redução de perdas

Com a importância de minimizar as perdas torna-se essencial adotar estratégias que permitam melhorar a eficiência da rede, com o objetivo de aumentar a relação entre a energia faturada e a energia emitida.

São apresentados nos pontos seguintes, as estratégias tipicamente adotadas pelas empresas de distribuição que têm um impacto positivo na redução de perdas.

### 3.3.1. Investimento em linhas

Esta estratégia [5] consiste em identificar por simulação as linhas que mais contribuem para as perdas na rede, ou seja, verificar as linhas mais carregadas, dado que as perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente ou escolher as linhas mais antigas próximas do seu tempo de fim de vida útil, dado que terão de ser obrigatoriamente substituídas.

Após terem sido identificadas têm-se como objetivo a substituição de uma linha por outra com melhores propriedades, isto é menor resistividade elétrica do material condutor e/ou maior secção útil, por forma a diminuir a corrente e, conseqüentemente as perdas.

Os investimentos das linhas são avaliados, estabelecendo uma estimativa da energia de perdas antes e após o investimento equacionado.

É considerado o valor para o custo da energia de perdas, sendo possível estimar a rentabilidade resultante da diminuição das perdas através do investimento analisado. Esta rentabilidade resulta de uma redução nos custos em termos de perdas evitadas.

De seguida, analisa-se a taxa interna de rentabilidade de cada investimento, e opta-se pelo maior valor estimado.

A taxa de rentabilidade é dada pela expressão:

$$T_r = \sqrt[n]{\frac{C \times (E_a - E_d)}{M}} - 1 \quad (1.4)$$

$T_r$  - Taxa de rentabilidade

$E_a$  - Energia de perdas estimada antes

$E_d$  - Energia de perdas estimada depois

$C$  - Custo associado à energia de perdas

$M$  - Investimento inicial

$n$  - Número de períodos de capitalização

Outra possibilidade seria efetuar derivações, colocando novos cabos em paralelo no caso dos apoios em questão estarem aptos a receber novas ligações e a suportar os esforços acrescidos tais como o peso e a tração mecânica devido às novas canalizações elétricas.

### 3.3.2. Produção distribuída

A Produção Distribuída destaca-se como o tipo de produção de energia elétrica, que devido às suas características, se situa normalmente distribuída pelo SEE [6].

A maior parte da produção de energia deste tipo é obtida por várias fontes energéticas, tais como: microturbinas a gás, pilhas de células de combustível, grupo gerador diesel, cogeração, mini-hídricas, centrais de biomassa, fotovoltaicas e eólicas.

Ao contrário das grandes centrais, a produção de distribuição encontra-se ligada diretamente à rede de distribuição.

É de notar, que no grupo das grandes centrais, as hidroelétricas na produção de energia não emitem gases nocivos para o ambiente.

Com o novo paradigma da produção distribuída a produção está mais próxima dos locais de consumo, reduzindo assim o fluxo de energia nas linhas e consequentemente reduzindo as perdas.

### 3.3.3. Reconfiguração de redes

As redes de distribuição são normalmente exploradas de forma radial, contudo a sua estrutura na rede AT é, em alguns casos, explorada de forma malhada proporcionando mais ações de manobra, ou seja, abertura e fecho de linhas entre os injetores [7].

A exploração de uma rede de forma malhada permite que a resistência equivalente da rede diminua, e conseqüentemente as perdas.

No entanto estas manobras, no normal funcionamento da rede, provocam perturbações, isto é, regimes transitórios, as quais devem ser evitadas tanto quanto possível.

No âmbito da reconfiguração de redes, existe também a estratégia de efetuar manobras de abertura e fecho das linhas quando existem transformadores ligados em paralelo, com o intuito de reduzir perdas.

### 3.3.4. Controlo das potências transitadas

A energia reativa tem uma influência na corrente que percorre os diversos condutores da rede, por isso a compensação local apresenta os benefícios de reduzir as perdas, diminuir quedas de tensão e diminuir as perdas [8].

A estratégia consiste em instalar baterias de condensadores por diversos pontos injetores da rede fazendo a compensação local.

Numa determinada rede AT, a compensação de energia reativa é normalmente efetuada pelo distribuidor nas subestações AT/MT sendo que os clientes AT devem fazer a correção do fator de potência das suas instalações com vista de diminuir a sua fatura energética.

Deste modo, o controlo de tensão é necessário, de forma a controlar as potências transitadas e, conseqüentemente as perdas, na qual o controlo das tensões nos nós difere fundamentalmente das redes de transporte para as redes de distribuição.

As redes de transporte e as redes de distribuição AT, como anteriormente dito, consistem em linhas aéreas com uma resistência muito baixa, devido à diferença do elevado valor de reactância quando comparada com a sua resistência, é altamente afetada pelo trânsito de potência reativa na

linha, sendo o valor típico da relação  $\frac{X}{R}$  igual a 10.

Assim, o controlo de tensão nos nós das linhas de transporte é feito principalmente pelo controlo da geração ou consumo de potência reativa ao nível das grandes centrais ligadas à rede.

Num SEE, a tensão, bem como o trânsito de energia reativa nos nós nestas redes é normalmente controlada alterando a razão de transformação dos transformadores que ligam as redes de distribuição às tensões mais elevadas, ou usando aparelhos que produzem ou consomem potência reativa como por exemplo cargas de impedância constante, as baterias de condensadores ou reatâncias indutivas.

### **3.3.5. Impacto da energia eólica no controlo da tensão em redes de distribuição**

A produção proveniente de fontes renováveis, como a eólica ligada às redes, afeta o fluxo de energia que circula nestas redes [9].

O valor máximo e mínimo da corrente num dado ramo da rede depende apenas dos valores máximos e mínimos que dizem respeito a esses ramos, mas com a introdução da produção descentralizada passou-se a depender também da potência fornecida pelos geradores.

Desta forma, a introdução de mais geradores na rede de distribuição poderia aumentar as possibilidades de controlo de tensão e melhorar as perdas na rede.

No entanto, na maioria dos casos os geradores ligados às redes de distribuição não têm as mesmas capacidades de controlo de tensão que têm os geradores ligados às redes de transporte.

Este fato deve-se:

- Aos geradores nem sempre terem a capacidade de variar a geração de potência reativa;
- A ser dispendioso equipar estes equipamentos com dispositivos de controlo de tensão;
- A alternativa de equipar estes geradores com dispositivos de controlo de tensão pode aumentar o risco de toda ou parte da rede de distribuição permanecer com energia depois de ser desligada do resto do sistema.

---

# CAPÍTULO 4

---

## METODOLOGIA DE CÁLCULO DO TRÂNSITO DE ENERGIA PARA OBTENÇÃO DAS PERDAS NA REDE

*Neste capítulo são apresentados os conceitos necessários e o método utilizado para efetuar o trânsito de energia na rede em estudo, a fim de analisar os objetivos propostos, nomeadamente: as tensões e as perdas na rede em exploração em malhas abertas e fechadas.*

## 4. Metodologia de cálculo do trânsito de energia para obtenção das perdas

### 4.1. Introdução

O cálculo do trânsito de energia elétrica em redes de distribuição não é uma tarefa simples, devido sobretudo à grande dimensão dos sistemas de energia elétrica (SEE).

Deste modo, a maior parte dos métodos adotados para determinar os valores correspondentes ao trânsito de energia são métodos aproximados, distinguindo-se pela sua complexidade, quantidade de dados necessários, precisão e período de análise.

A metodologia usada no âmbito desta dissertação é a simulação de redes através do método de Newton-Raphson, onde será explicado com maior detalhe neste capítulo. Nesta simulação, o trânsito de energia é determinado com recurso a um software de simulação.

Com este método é possível dividir o intervalo de tempo em análise em diversos períodos, proporcionando a informação das cargas e da geração em cada segmento.

No entanto, para que a simulação da rede seja possível é necessário ler uma grande quantidade de dados, o que pode ser bastante complexo ou praticamente impossível em muitos casos.

O cálculo do trânsito de energia é definido pela solução em regime estacionário de um sistema de energia que inclui geradores, a rede e as cargas, sendo utilizado nas fases de planeamento, projeto e exploração de uma rede elétrica.

O trânsito de potência consiste no cálculo das amplitudes e argumentos das tensões de todos os barramentos (nós) da rede a partir da qual se vai determinar as potências ativas e reativas que transitam em todos os ramos (linhas e transformadores), para condições de geração e carga específicas para uma dada configuração topológica produção e consumo, com o objetivo de calcular a potência de perdas do sistema e identificar constrangimentos em alguns troços da rede elétrica [1].

Nos sistemas de energia é necessário especificar as potências ativas e reativas fornecidas pelos geradores como variáveis que permitem manter o sistema elétrico, que operam dentro de algumas condições pré-estabelecidas, designadas como variáveis de controlo, as tensões dos nós sendo indicadas como variáveis de estado e as potências ativas e reativas de carga como variáveis identificadas como variáveis de perturbação [1].

O número de barramentos e de ramos dos sistemas elétricos podem ser muito elevados (de ordem das centenas ou milhares de barramentos) e as equações que modelam esses sistemas são equações não lineares.

O trânsito de potência pode fazer parte de estudos muito mais complexos, tais como análise de segurança, estudos de otimização, despacho económico, fiabilidade, estabilidade, justificando-se assim o cuidado com que estes programas devem ser elaborados e a importância que estes estudos assumem dentro da área da análise de redes, trata-se da ferramenta de utilização mais frequente na análise de redes elétricas.

Para resolver o trânsito de energia de um determinado sistema elétrico é necessário ter em conta os seguintes passos:

- Formulação de um modelo matemático que represente com rigor o sistema físico real;
- Especificação do tipo de barramento e das grandezas referentes de cada um;
- Solução numérica das equações do trânsito de energia, onde se obtém os valores das amplitudes e argumentos das tensões em todos os barramentos;
- Cálculo das potências que transitam em todos os ramos (linhas e transformadores).

Assim, os resultados a obter do trânsito de potências serão:

- Amplitude e argumento das tensões de todos os barramentos;
- Potência ativa e reativa produzida e consumida em todos os barramentos;
- Potências injetadas nas extremidades dos elementos (linhas e transformadores) da rede;
- Potência reativa produzida e “consumida” por todos os dispositivos de compensação existentes na rede;
- Perdas totais.

## **4.2. Informação utilizada**

A aplicação de uma metodologia no cálculo do trânsito de energia em redes de distribuição depende muito da informação disponibilizada, pois a ausência de alguns dados pode condicionar a abordagem desta problemática.

Com a colaboração da EDP-D e da REN foi possível obter a informação necessária para o desenvolvimento do trânsito de energia através do método Newton-Raphson, salvaguardando sempre a confidencialidade dos dados adquiridos.

A EDP-D disponibilizou informações das redes AT em formato DPLAN, na qual foram fornecidos os dados dos barramentos e das linhas, bem como os vários perfis de geração e de cargas para o mês de Dezembro de 2015. Estes dados foram analisados e organizados posteriormente de forma a colocar a rede AT num formato de modo a ser lido pelo PSSE.

A REN disponibilizou a informação da rede MAT, pelo que foram fornecidos os dados referentes à geração, os barramentos, os ramos e as baterias de condensadores, com intuito de juntar com a rede AT no programa PSSE e realizar o estudo pretendido.

## **4.3. Software de simulação**

No âmbito da metodologia de cálculo foi escolhido o PSSE para simulação das redes, dado que a escolha do programa para aplicação desta metodologia permite assim alterar a informação da potência gerada e da carga em cada barramento de forma a simular diferentes cenários e resolver o trânsito de potência de um sistema com um número máximo de 12000 barramentos.

Apesar da grande dimensão da rede MAT + AT, o PSSE permite alterar rapidamente uma grande quantidade de informação, através de uma linguagem de programação, pelo que para cada cenário estudado, o programa corre um algoritmo baseado no método Newton-Raphson de forma a determinar as variáveis de estado do sistema, as tensões nos barramentos.

## 4.4. Conceitos necessários para o cálculo do trânsito de energia

### 4.4.1. Valores por unidade

Nos cálculos do trânsito de energia dos SEE, é preferível exprimir as grandezas elétricas, tais como impedâncias, admitâncias, correntes, tensões e potências como frações designadas por valores por unidade (p.u.), em vez de definir as grandezas físicas pelas respectivas unidades normalizadas.

O valor p.u. de uma grandeza é dado pela expressão:

$$\text{Valor p.u.} = \frac{\text{Valor da grandeza}}{\text{Valor base}} \quad (1.5)$$

O valor da grandeza pode ser um número real ou imaginário definido pela quantidade expressa em unidades do Sistema Internacional.

O valor de base é um número real, escolhido de forma a obter as vantagens significativas do sistema p.u.. O valor por unidade é uma quantidade adimensional, um fasor ou número complexo.

### 4.4.2. Aplicação dos valores por unidade em sistemas trifásicos

Com aplicação dos valores por unidade em sistemas trifásicos toma-se por base a potência aparente trifásica  $|S_b|$  e  $|V_b|$  a tensão entre fases. De acordo com referência bibliográfica [1], obtêm-se a relação entre os valores de base da potência aparente, da tensão e da corrente complexa, que são dados pela expressão:

$$|S_b| = \sqrt{3} |V_b| |I_b| \quad (1.6)$$

Com o subsequente rearranjo da equação obtêm-se a corrente de base complexa definida pela expressão:

$$|I_b| = \frac{|S_b|}{\sqrt{3}|V_b|} \quad (1.7)$$

A impedância de base exprime-se pela expressão:

$$|Z_b| = \frac{|V_b|}{\sqrt{3}|I_b|} = \frac{|V_b|}{\sqrt{3} \frac{|S_b|}{\sqrt{3}|V_b|}} = \frac{|V_b^2|}{|S_b|} \quad (1.8)$$

A admitância de base é assim dada pela expressão:

$$|Y_b| = \sqrt{3} \frac{|I_b|}{|V_b|} = \frac{\sqrt{3} \frac{|S_b|}{\sqrt{3}|V_b|}}{|V_b|} = \frac{|S_b|}{|V_b^2|} \quad (1.9)$$

Desta forma, de acordo com a equação (1.5), as equações anteriormente apresentadas podem ser expressas em valores p.u.:

$$\overline{S}_{pu} = \frac{\overline{S}}{|S_b|} = \frac{\overline{V}\overline{I}^*}{|\overline{V}_b||\overline{I}_b|} = \overline{V}_{pu}\overline{I}_{pu}^* \quad (1.10)$$

$$\overline{V}_{pu} = \frac{\overline{V}}{|\overline{V}_b|} \quad (1.11)$$

$$\overline{I}_{pu} = \frac{\overline{I}}{|\overline{I}_b|} \quad (1.12)$$

$$\overline{Z}_{pu} = \frac{\overline{Z}}{|\overline{Z}_b|} = \overline{Z} \frac{|S_b|}{|\overline{V}_b|^2} \quad (1.13)$$

$$\overline{Y}_{pu} = \frac{\overline{Y}}{|\overline{Y}_b|} = \overline{Y} \frac{|S_b|}{|\overline{V}_b|^2} \quad (1.14)$$

Onde,  $\overline{S}, \overline{V}, \overline{I}, \overline{Y}$  representam os valores das grandezas da potência aparente, tensão, corrente, impedância e admitância complexas que se pretendem alterar para p.u..

#### 4.4.3. Transformadores com regulação de tensão

Os Transformadores com regulação de tensão são transformadores onde se pode variar a relação de transformação através de um comutador de tomadas, a partir da relação que existe entre a tensão do primário e do secundário do transformador que corresponde à tensão a controlar.

Deste modo, esta relação entre as tensões e a relação de transformação, permite verificar que à medida que o número de tomadas sobe, a relação de transformação também sobe e a tensão que se pretende controlar desce.

No caso da rede em estudo (MAT e AT), o transformador com regulação de tensão dispõe de um comutador de 25 tomadas em carga que permite regular em vazio a tensão no secundário de forma a ser mais próxima possível dos 63 kV entre  $\pm 10\%$  da tensão nominal, por passos de 1% , quando a tensão do primário é de 400, 200, 150 kV.

Com a formulação da matriz de admitâncias nodais, é possível a alteração do valor de potência reativa e conseqüentemente, o controlo do trânsito de potência reativa na rede.

Deste modo, o esquema equivalente de um transformador é o apresentado na figura 9.

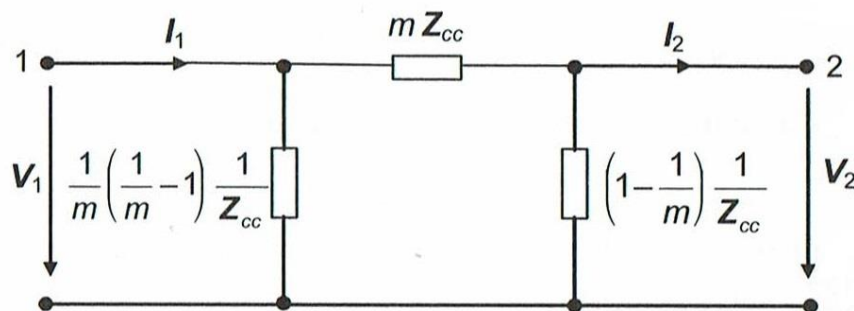


Figura 9 - Esquema equivalente  $\pi$  do transformador.

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

Ao considerar que o transformador está ligado entre os barramentos  $i$  e  $j$ , com o comutador de tomadas do lado do primário, as equações nodais obtêm-se pela expressão:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{m^2 Z_{cc}} & -\frac{1}{m Z_{cc}} \\ -\frac{1}{m Z_{cc}} & \frac{1}{Z_{cc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

Onde  $m$  é a relação de transformação,  $Z_{cc}$  a impedância de curto-circuito do transformador,  $I_i, I_r, V_i$  e  $V_r$ , são as correntes e as tensões que se verifica do lado do primário e secundário do transformador.

Caso o transformador esteja integrado numa rede, o elemento diagonal da matriz de admitâncias nodais  $Y_{ii}$  obtêm-se de forma diferente:

$$Y_{ii} = Y_{i1} + \dots + \frac{1}{m^2 Z_{cc}} + \dots + Y_{in} + Y_p \quad (1.16)$$

Onde,  $Y_{ii}$  são as admitâncias dos ramos ligados entre o nó  $y$  e os restantes nós da rede (com exclusão do nó  $j$ ) e  $Y_p$  é a admitância total dos ramos ligados entre o nó  $i$  e o neutro.

Caso se considere somente o barramento  $j$  tem-se:

$$Y_{jj} = Y_{j1} + \dots + \frac{1}{Z_{cc}} + \dots + Y_{jn} + Y_p \quad (1.17)$$

Este elemento não sofre qualquer alteração devido à variação da relação de transformação. Relativamente ao elemento não diagonal é obtido pela expressão:

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -\frac{1}{m Z_{cc}} \quad (1.18)$$

#### 4.4.4. Representação das Cargas

Na rede que se pretende estudar consideram-se as cargas com elasticidade nula em relação à tensão, ou seja consideram-se constantes as potências ativas e reativa absorvidas pelas cargas.

#### 4.4.5. Linha elétrica de energia

As linhas asseguram o transporte e a distribuição de energia elétrica desde as centrais produtoras até aos consumidores finais.

A tensão nominal que caracteriza a linha determina a sua capacidade de transporte, quanto mais elevada for a tensão, maior a sua potência transitada.

O limite térmico das linhas aéreas depende da temperatura exterior, por este motivo a capacidade de transporte de verão é inferior à de inverno, no anexo A e no anexo C são encontrados os valores típicos da capacidade de transporte para a rede MAT e AT dependendo do tipo de condutor utilizado.

As linhas são caracterizadas pela impedância longitudinal e admitância transversal, sendo estas constituídas pela:

- Resistência e a reactância longitudinal;
- Susceptância transversal, utilizada quando o comprimento excede determinados limites;
- Condutância transversal.

Para linhas até 250 km, assume-se o esquema equivalente em  $\pi$  nominal, uma vez que este modelo permite uma obtenção de resultados mais precisos.

Neste esquema equivalente considera-se uma impedância longitudinal  $\overline{Z}_L$  e uma admitância transversal  $\overline{Y}_L$  dividida pelos dois extremos da linha, como se apresenta na figura 10.

Sendo  $\overline{Z}_L = R_L + jX_L$ , em que  $R_L$  e  $X_L$  correspondem à resistência e à reatância da linha longitudinal e  $\overline{Y}_T = G_T + jB_T$ , onde  $G_T$  e  $B_T$  são designadas por condutância e susceptância transversal [1].

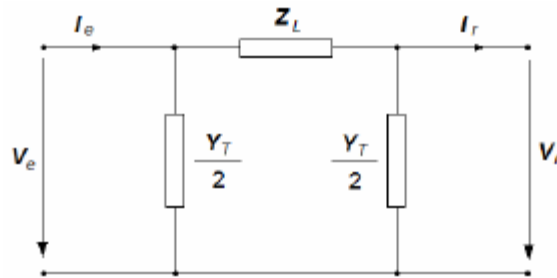


Figura 10 - Esquema equivalente  $\pi$  de uma linha.

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

Assim, as equações do esquema equivalente  $\pi$  escrevem-se da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_L Y_T}{2} & Y_T \\ Y_T \left( 1 + \frac{Z_L Y_T}{4} \right) & 1 + \frac{Z_L Y_T}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

Onde,  $V_e$ ,  $V_r$ ,  $I_e$  e  $I_r$  correspondem aos valores de tensão e corrente na entrada e saída da linha [1].

## 4.4.6. Trânsito de energia para sistemas de n barramentos

### 4.4.6.1. Modelo matemático

O cálculo do trânsito de energia exige a resolução de um sistema de equações que definem uma rede elétrica, na qual a modelação em regime estacionário das linhas de uma determinada rede elétrica é fundamental e é conveniente usar o esquema equivalente em  $\pi$ , anteriormente apresentado na figura 10.

O sistema de equações a resolver é não linear devido às correntes nodais serem especificadas como:

$$\bar{I} = \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}^*} = \frac{P - jQ}{\bar{V}^*} \quad (1.20)$$

Não é possível especificar as potências produzidas por todos os barramentos, uma vez que as perdas do sistema não são conhecidas.

Deste modo, é comum não determinar a potência produzida por um dos barramentos, designado por barramento de balanço.

Define-se potência injetada  $P_i + Q_i$  num barramento  $i$ , como a diferença entre a potência produzida  $P_{G_i} + Q_{G_i}$  e a potência consumida  $P_{C_i} + Q_{C_i}$  nesse barramento, representadas nas figuras 11 e 12.

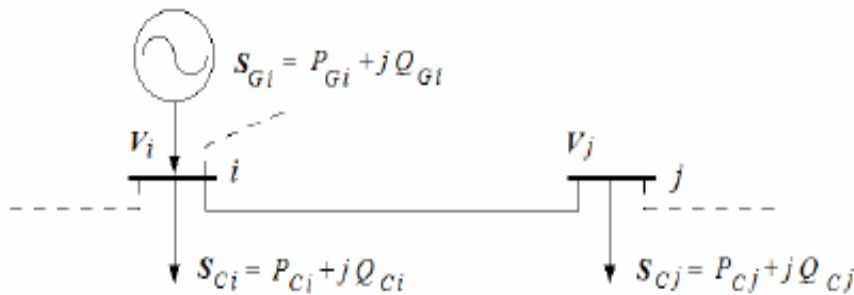


Figura 11 - Definição de potência injetada (esquema unifilar).

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

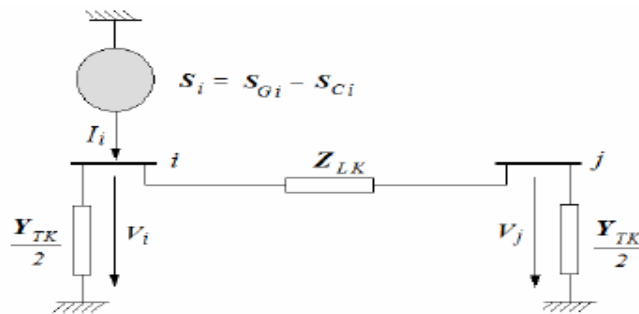


Figura 12 - Definição de potência injetada (esquema monofásico equivalente).

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

Assim, nos barramentos em que só há produção ou em que a produção é superior ao consumo, a potência injetada apresentada nesse barramento é positiva.

Os barramentos em que só há consumo ou em que o consumo é superior à potência produzida terão uma potência injetada negativa.

#### 4.4.6.2. Equações do trânsito de energia

De acordo com a figura 11 a potência injetada é dada pela expressão:

$$\overline{S}_i = \overline{S}_{G_i} - \overline{S}_{C_i} = P_{G_i} - P_{C_i} + j(Q_{G_i} - Q_{C_i}) \quad (1.21)$$

Representando a linha  $k$ , ligada entre os nós  $i$  e  $j$  pelo esquema equivalente  $\pi$  na figura 10 usando a lei das malhas ao barramento  $i$ , que leva à equação:

$$\frac{\overline{S}_i^*}{\overline{V}_i^*} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{\overline{Y}_{Tk}}{2} \overline{V}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{1}{\overline{Z}_{Lk}} (\overline{V}_i - \overline{V}_j) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left( \frac{\overline{Y}_{Tk}}{2} + \frac{1}{\overline{Z}_{Lk}} \right) \overline{V}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left( -\frac{1}{\overline{Z}_{Lk}} \right) \overline{V}_j \quad (1.22)$$

É mais conveniente usar a representação da equação da seguinte forma:

$$\frac{\overline{S}_i^*}{\overline{V}_i^*} = \overline{Y}_{ii} \overline{V}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \overline{Y}_{ij} \overline{V}_j = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \overline{Y}_{ij} \overline{V}_j \quad (1.23)$$

Sob a forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \overline{S}^* \\ \overline{V}^* \end{bmatrix} = [\overline{Y}] [\overline{V}] \quad (1.24)$$

A matriz  $\mathbf{Y}$  é a matriz das admitâncias nodais, possui uma dimensão  $n \times n$ :

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (1.25)$$

A matriz  $\mathbf{Y}$  é uma matriz complexa e simétrica, que pode ser dividida em parte real e imaginária:

$$[Y] = [G] + j[B] \quad (1.26)$$

Em que,  $[G]$  e  $[B]$ , são a matriz das condutâncias nodais e a matriz das susceptâncias nodais.

Os elementos representados na diagonal da matriz  $y_{ii}$  são determinados pela soma das admitâncias de todos os ramos ligados ao nó  $i$ .

Os elementos que se encontram fora da diagonal  $y_{ij}$ , são calculados a partir do simétrico da admitância do ramo que liga os nós  $i$  e  $j$ .

Da equação (1.21) anteriormente representada, obtêm-se:

$$P_{G_i} - P_{C_i} + j(Q_{G_i} - Q_{C_i}) = \overline{V}_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \overline{Y}_{ij} \overline{V}_j, \quad i = 1, \dots, n \quad (1.27)$$

A equação obtida representa a forma complexa das equações do trânsito de energia, com o número igual ao de barramentos da rede.

Considerando a tensão complexa em notação polar  $\overline{V}_i = |V_i| e^{j\theta_i}$  e a admitância complexa em notação complexa  $\overline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$  e substituindo ambas na equação (1.27), resulta de duas equações reais que representam o equilíbrio de potência ativa e reativa no barramento  $i$ :

$$P_i = P_{G_i} - P_{C_i} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (1.28)$$

$$Q_i = Q_{G_i} - Q_{C_i} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (1.29)$$

Através da equação (1.28), obtêm-se a equação do balanço de potências ativas:

$$P_{G_i} = P_{C_i} + P_{perdas} \quad (1.30)$$

De forma semelhante, a equação do balanço da potência reativa é dada pela expressão:

$$Q_{G_i} = Q_{C_i} + Q_{perdas} \quad (1.31)$$

Deste modo, as perdas da potência ativa são dadas pela expressão:

$$P_{perdas} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.32)$$

Tal como as perdas da potência ativa, as perdas da potência reativa são obtidas pela expressão:

$$Q_{perdas} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.33)$$

#### 4.4.7. Tipos de barramentos

Num SEE existem três tipos de barramentos que se diferenciam pelas variáveis conhecidas, especificadas ou calculadas.

Como indicado na tabela 2, estes barramentos podem ser identificados pelos seguintes tipos:

- Barramentos do tipo PQ, nos quais a potência ativa e reativa retirada ou injetada na rede é definida;

- Barramentos do tipo PV, neste tipo de barramentos as grandezas especificadas são a potência ativa injetada na rede e o módulo da tensão. Deste modo, as grandezas a serem calculadas são a potência reativa injetada na rede e o argumento da tensão;
- Barramentos de referência, onde deverá existir pelo menos um barramento deste tipo para que possa ser fechado o balanço energético da rede.

As grandezas a especificar são o módulo e argumento da tensão, sendo que o último é normalmente especificado como tendo valor zero. As grandezas a serem calculadas são a potência ativa e reativa geradas no barramento.

*Tabela 2 - Tipos de barramentos.*

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

Tipo de barramento	Variáveis conhecidas		Variáveis especificadas		Variáveis calculadas	
Referência	P <sub>D</sub>	Q <sub>D</sub>	V	θ	P <sub>G</sub>	Q <sub>G</sub>
PQ (carga ou geração)	P <sub>D</sub>	Q <sub>D</sub>	P <sub>G</sub>	Q <sub>G</sub>	V	θ
PV (geração)	P <sub>D</sub>	Q <sub>D</sub>	P <sub>G</sub>	V	Q <sub>G</sub>	θ

#### 4.4.8. Baterias de condensadores ou reatâncias indutivas

A potência reativa gerada pela bateria de condensadores ligados a um determinado barramento é dada pela expressão:

$$|Q_c| = -\omega C |V|^2 \quad (1.34)$$

Onde, C representa a capacitância da bateria e V a tensão que caracteriza o barramento.

Dada a expressão, verifica-se que a potência reativa gerada varia com o quadrado da tensão do barramento.

Quando ocorre o trânsito de energia a bateria de condensadores é caracterizada por uma admitância dada, em valores p.u.. Esta admitância é obtida com a expressão:

$$\overline{Y}_c = -j \omega C = -j \frac{Q_{cn}}{V_n^2} \quad (1.35)$$

Em que, Q<sub>cn</sub> e V<sub>n</sub> correspondem à potência reativa nominal e à tensão nominal da bateria de condensadores.

Pode-se verificar que nas horas em vazio, as baterias estão desligadas pelo facto de não haver necessidade de potência reativa na rede. No entanto, existem casos em que a potência reativa gerada encontra-se em excesso, por exemplo em áreas urbanas onde predominam os cabos subterrâneos, nestes casos é habitual o uso de reatâncias que têm como objetivo absorver a potência reativa que se encontra em excesso.



Consideram-se  $[\Delta x]$  e  $[\Delta y]$  os vetores com  $n$  componentes:

$$[\Delta x] = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (1.43)$$

$$[\Delta y] = \begin{bmatrix} y_1 - f_1[x] \\ \vdots \\ y_n - f_n[x] \end{bmatrix} \quad (1.44)$$

Na iteração  $k$ , a equação (1.41) é dada pela expressão:

$$[j^k][\Delta x^k] = [\Delta y^k] \quad (1.45)$$

Através da inversão do jacobiano, consegue-se obter o seguinte sistema de equações em ordem  $[\Delta x^k]$ :

$$[\Delta x^k] = [j^k]^{-1}[\Delta y^k] \quad (1.46)$$

Adiciona-se o acréscimo  $[\Delta x^k]$  ao vetor das incógnitas  $[x^k]$ , resultante na iteração anterior, consegue-se assim alcançar uma melhor aproximação da solução final:

$$[x^{k+1}] = [x^k] + [\Delta x^k] = [x^k] + [j^k]^{-1}[\Delta y^k] \quad (1.47)$$

Em cada iteração o jacobiano é recalculado utilizando os valores das incógnitas obtidos na iteração anterior.

#### 4.5.1. Aplicação ao trânsito de energia

O processo iterativo de cálculo das tensões nos barramentos decorre de acordo com o fluxograma da figura 13 e compreende os seguintes passos:

**Primeiro passo:** estimar os valores iniciais das tensões nos barramentos;

**Segundo passo:** calcular os erros de fecho  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$ , entre os valores especificados e calculados das potências ativa e reativa injetadas, nas quais são representadas pelas equações reais (1.48) e (1.49).

$$\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^{calc^k} \quad (1.48)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_i^{esp} - Q_i^{calc^k} \quad (1.49)$$

**Terceiro passo:** calcular o jacobiano  $[J^k]$ .

Esta matriz é dada pela seguinte expressão:

$$[J] = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (1.50)$$

Onde, os seus elementos se calculam analiticamente a partir das equações do trânsito de energia, definidas pela expressão:

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (1.51)$$

$$N_{ij} = -j_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (1.52)$$

Para:  $i \neq j$

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad (1.53)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2 \quad (1.54)$$

$$j_{ii} = P_i - G_{ii} V_i^2 \quad (1.55)$$

$$l_{ii} = Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad (1.56)$$

Para:  $i = j$

**Quarto passo:** calcular os acréscimos  $\Delta\theta$  e  $\Delta V$  a partir do sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = [j^k] \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k / V^k \end{bmatrix} \quad (1.57)$$

**Quinto passo:** para os barramentos do tipo PQ, atualizar os valores da amplitude e argumento da tensão:

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad (1.58)$$

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \quad (1.59)$$

**Sexto passo:** para os barramentos do tipo PV, atualizar o valor do argumento pela equação (1.59) e calcular a potência reativa pela equação real (1.49).

**Sétimo Passo:** verificar se a potência reativa está dentro dos limites máximo e mínimo impostos pelo gerador, caso esteja fora, deve-se reclassificar o barramento como falso PQ.

Na iteração seguinte calcula-se a potência reativa, com os valores especificados de tensão para todos os barramentos do tipo PV.

Se a potência reativa estiver dentro dos limites o barramento volta a ser classificado como do tipo PV.

**Oitavo Passo:** repetir até à convergência. Esta é atingida quando os valores absolutos dos erros de fecho  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  se tornarem inferiores a uma tolerância arbitrariamente pequena (tipicamente 0.01 MW/Mvar):

$$|\Delta P_i|, |\Delta Q_i| < \xi \quad (1.60)$$

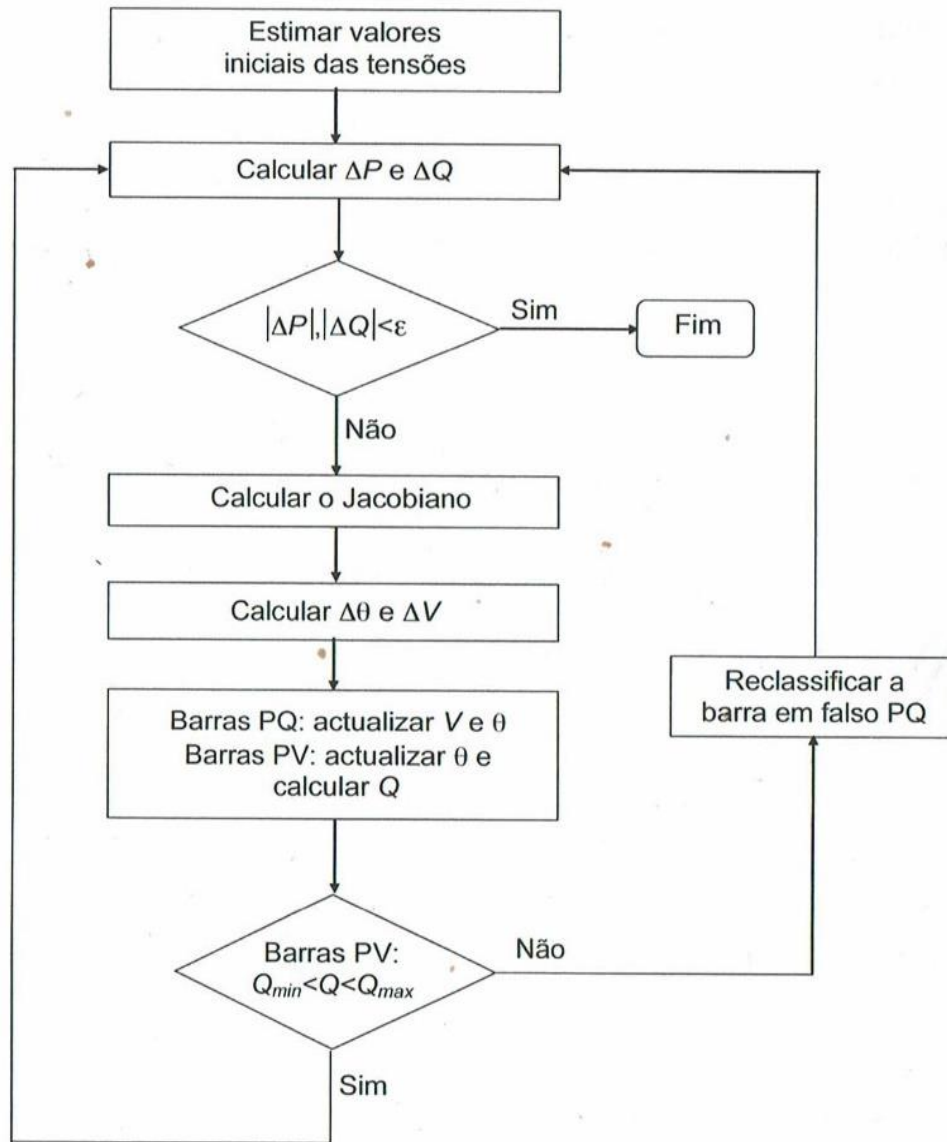


Figura 13 - Fluxograma do processo iterativo para o método de Newton-Raphson.  
[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistemática*, IST Press]

---

# CAPÍTULO 5

---

## ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

*Neste capítulo são simulados e analisados para o conjunto das duas redes (MAT+AT) quatro cenários onde se pretendem realizar os objetivos propostos e chegar a conclusões sobre o benefício da possibilidade de explorar a rede em malhas fechadas.*

*Será efetuado para os quatro cenários do conjunto das duas redes o trânsito de energia, de forma a obter as tensões e as perdas nos anéis abertos e fechados.*

*É ainda simulado o diagnóstico da rede em regime de contingências n-1 na rede MAT, por forma a verificar a existência de sobrecargas na rede AT.*

*Por último é determinada a quantidade de potência que passa a ter a garantia de segurança n-1, caso ocorra alguma anomalia nas linhas que alimentam as subestações próximas dos anéis abertos pelos injetores da REN, bem como o cálculo das correntes de curto-circuitos trifásicos simétricos, evoluindo o seu impacto na rede relativamente à sua influência em relação às quedas de tensão na rede, com a rede explorada em malhas abertas ou fechadas.*



## 5. Análise e discussão de resultados

### 5.1. Rede AT do Algarve

A rede analisada corresponde à rede AT do Algarve é constituída por 140 nós, 181 linhas, 30 cargas e por 5 parques eólicos. A rede AT é apresentada nas figuras 14 e 15 com os anéis abertos e com exploração com os anéis fechados, sendo todos os dados referentes à rede apresentados no Anexo A.

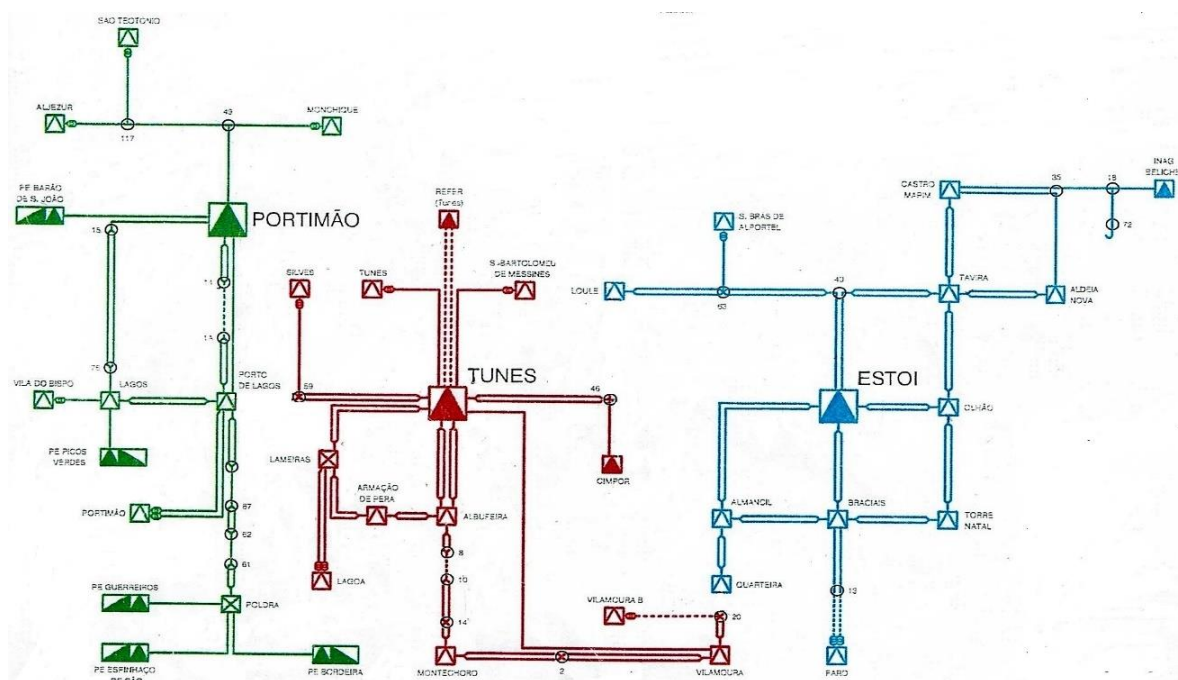


Figura 14 - Rede AT com a exploração em malhas abertas (2015).

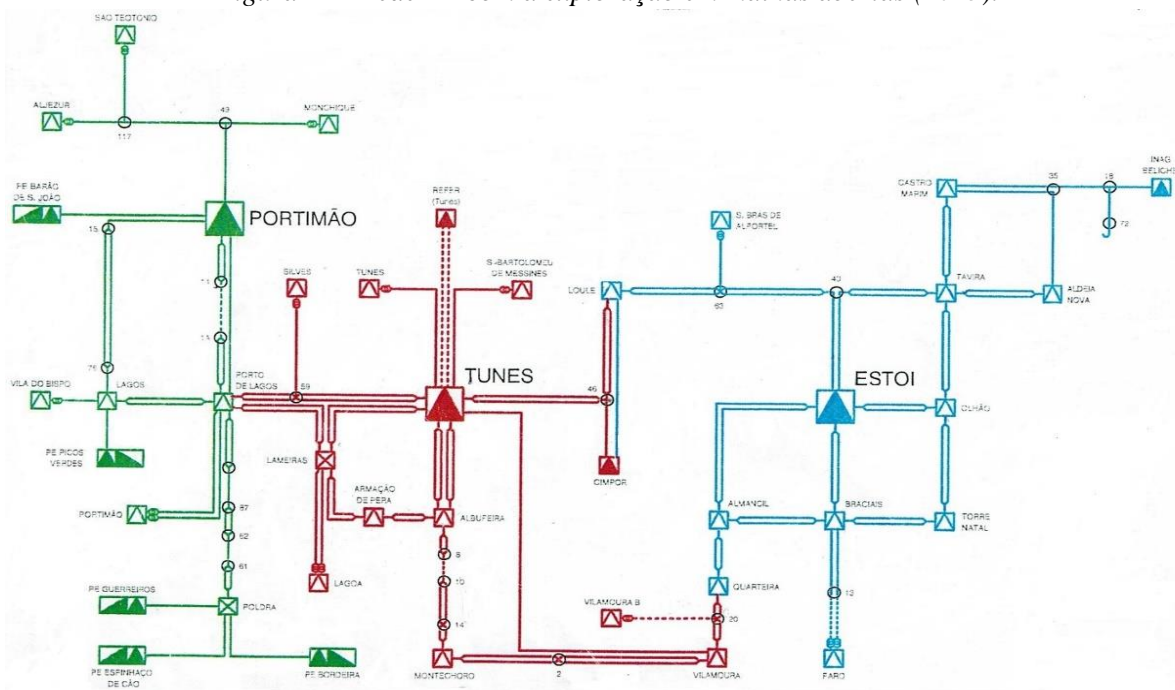


Figura 15 - Rede AT com a exploração em malhas fechadas (2015).

A rede é constituída por três injetores: Portimão, Tunes e Estoi, sendo interligados por meio de três anéis abertos que podem ser fechados.

A rede sendo, uma rede de distribuição com elevada densidade de carga é classificada como rede do tipo malhada (anel) com exploração radial, sendo utilizados interruptores normalmente abertos, que podem ser fechados em caso de indisponibilidade de um troço de uma linha, por forma assegurar a continuidade de serviço (figura 16).

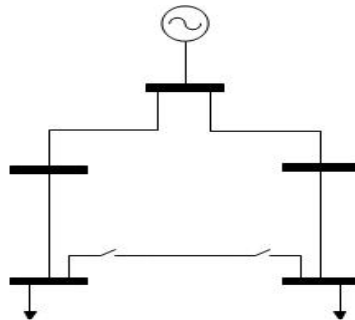


Figura 16 - Rede malhada (anel) com exploração radial.

A interligação no interior das subestações da EDP-D, bem como os injetores da REN, foram efetuadas por barramentos, na qual os elementos de proteção, tais como disjuntores, seccionadores, fusíveis, foram caracterizados pela impedância de um barramento, na qual se representa pela impedância:  $R = 0$  p.u e  $X = 0,0001$  p.u, por forma a simplificar a análise da rede em regime permanente.

## 5.2. Trânsito de potência da rede AT, considerando os injetores da rede como geradores fictícios para quatro cenários de estudo

Este cenário topológico foi modelizado com base na ferramenta PSSE. Optou-se por realizá-la com o objetivo de visualizar o perfil de tensões e as perdas da rede AT, bem como a análise de sobrecargas verificadas nas linhas, por forma a garantir que a rede cumpra com os critérios de segurança em regime permanente.

Consideraram-se os três injetores da REN como geradores fictícios, de forma a representar a rede MAT por um esquema equivalente de Thévenin e analisar somente a rede AT.

A análise da rede foi efetuada com os anéis abertos, por este motivo foi necessário classificar cada injetor da REN por um barramento do tipo de balanço / referência, para que possa ser fechado o balanço energético.

Desta forma, verifica-se que nas figuras 14 e 15 a zona de Portimão é constituída por 5 parques eólicos, pelo que os barramentos que correspondem a essa geração são classificados pelo tipo PV.

Após a rede ter sido implementada foram resolvidas as equações do trânsito de energia utilizando o módulo Powerflow do programa PSSE, de modo a obter o perfil de tensões dos nós da rede AT para quatro perfis de geração e de carga correspondentes aos dias 8, 14 21 e 27 do mês de Dezembro de 2015, onde são apresentadas no anexo A.

Nas figuras 17, 18, 19 e 20 são apresentados os perfis de tensões da rede AT, onde os valores obtidos são valores simulados e foram ordenados de acordo com o valor de tensão mais alto para o mais baixo.

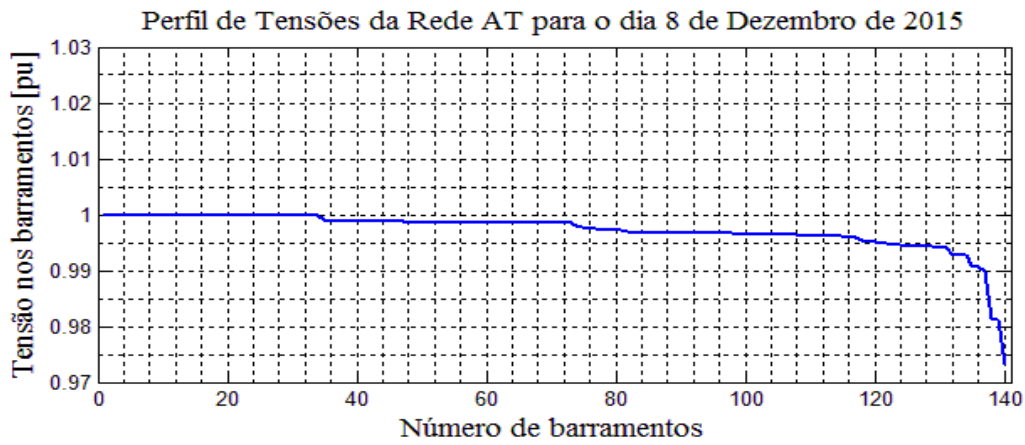


Figura 17 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 8 de Dezembro de 2015.

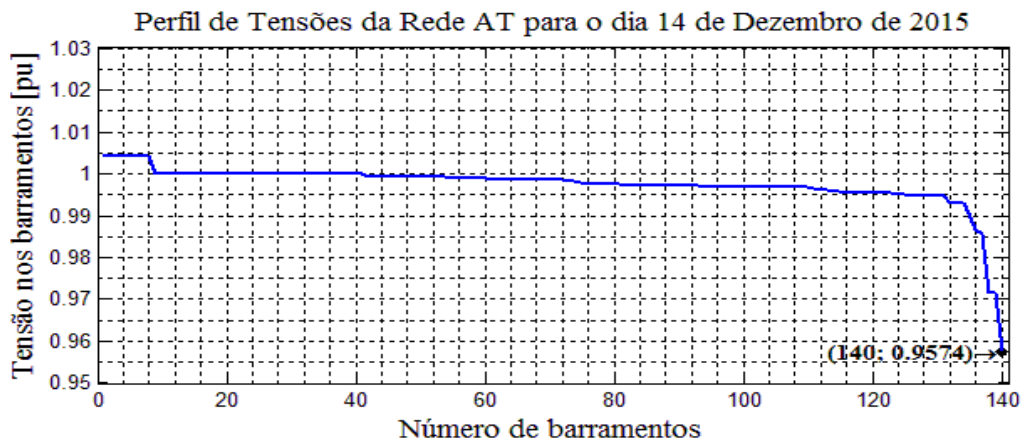


Figura 18 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 14 de Dezembro de 2015.

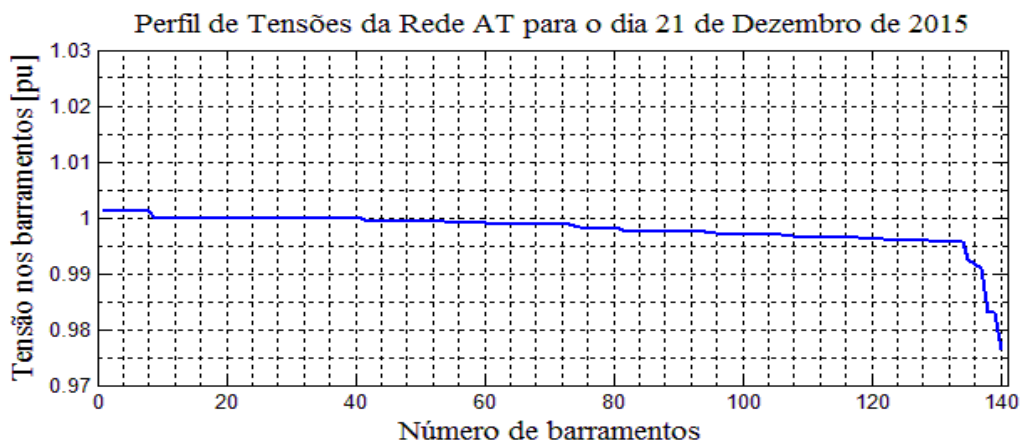


Figura 19 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 21 de Dezembro de 2015.

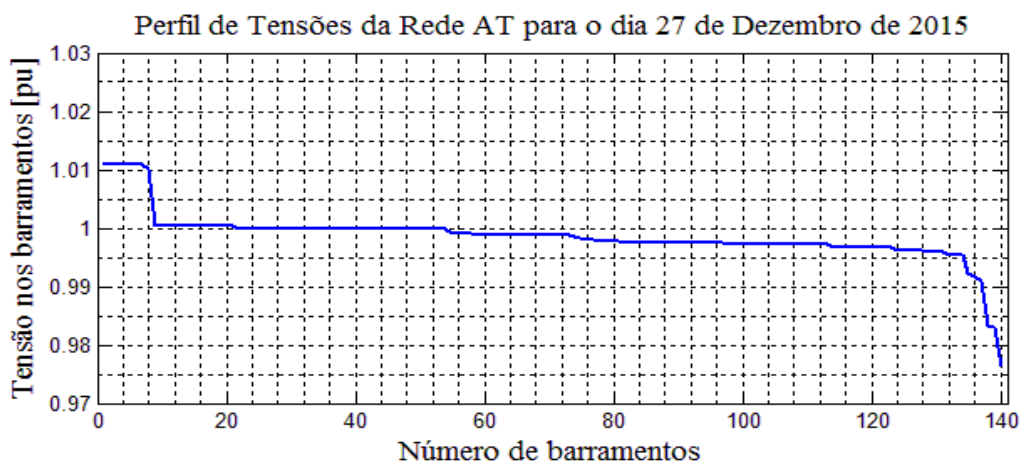


Figura 20 - Perfis de tensões da rede AT para o dia 27 de Dezembro de 2015.

De acordo com as figuras 17, 18, 19 e 20, verifica-se que os valores de tensão dos barramentos da rede AT se encontram dentro dos “padrões de Segurança e Planeamento”, uma vez que estão dentro dos limites de aceitabilidade de tensão, como se verifica na tabela 3, considerando todos os elementos da rede AT disponíveis em serviço, ou seja, em situação ‘n’, com exceção do segundo gráfico que apresenta um barramento fora dos limites de aceitabilidade de tensão, de acordo os valores da tabela 3, com um valor de tensão de 0,9574, este valor deve-se ao fato da diferença de potência gerada e consumida na rede ter aumentado para este dia.

Tabela 3 – Limites de aceitabilidade de tensão para rede MAT e AT.

[REN; (2016), *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede*]

Tensão (kV)	Regime ‘n’			
	Mínimo		Máximo	
	kV	pu	kV	pu
400	380	0,95	416	1,04
200	209	0,95	231	1,05
150	142	0,95	157	1,05
63	61	0,97	65	1,03

As linhas da rede não estão em sobrecarga para o rate de inverno, deste modo, a rede cumpre os critérios de segurança em regime permanente. Com este cenário foi ainda retirado o valor total das perdas de potência ativa e reativa, na qual são representadas nas tabelas abaixo.

Tabela 4 - Perdas da rede AT para 8/12/2015.

Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
0,7	1,6

Tabela 5 - Perdas da rede AT para 14/12/2015.

Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
0,9	2,2

Tabela 6 - Perdas da rede AT para 21/12/2015.

Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
0,5	1,1

Tabela 7 - Perdas da rede AT para 27/12/2015.

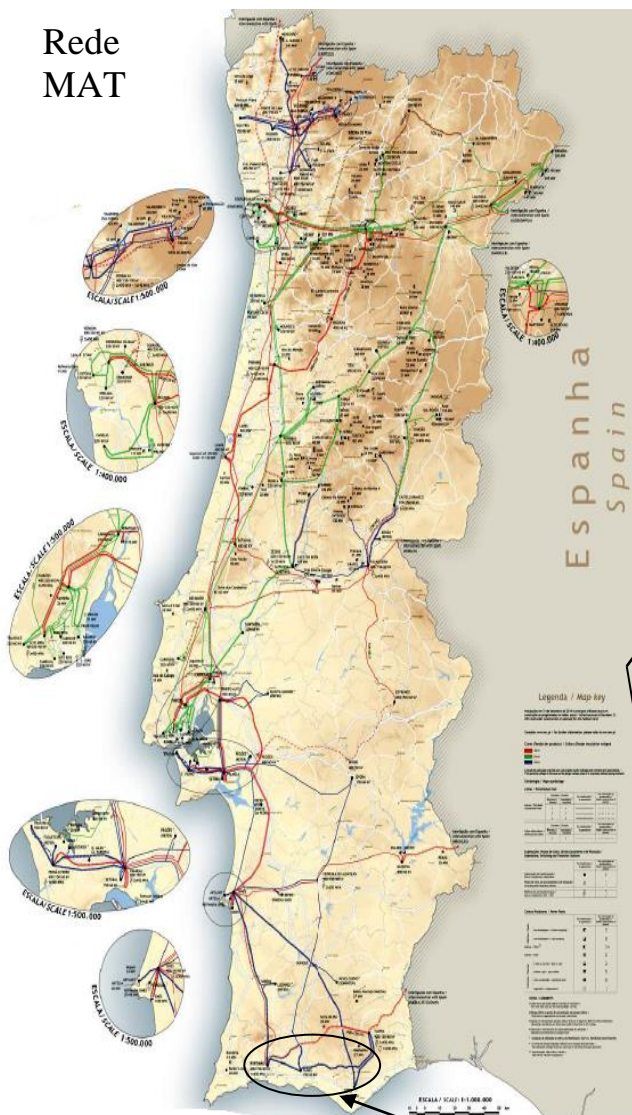
Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
1.6	2.7

Pelas equações (1.30) e (1.31) do capítulo quatro, verifica-se que as perdas na rede dependem da diferença das potências ativas e reativas fornecidas pela geração e consumidas pelas cargas, sendo estas diretamente proporcionais às perdas da rede. Pelas tabelas 4, 5, 6 e 7, verifica-se que as perdas ativas e reativas diminuem ou aumentam dependendo da diferença das potências geradas e consumidas existentes na rede do dia em questão.

### 5.3. Rede MAT

A rede MAT é constituída por 67 subestações, 11 postos de corte, 2 postos de seccionamento e um conjunto de linhas de transporte, conforme ilustrado na figura 21 e cujas características são apresentadas no anexo C.

Rede MAT



Rede AT

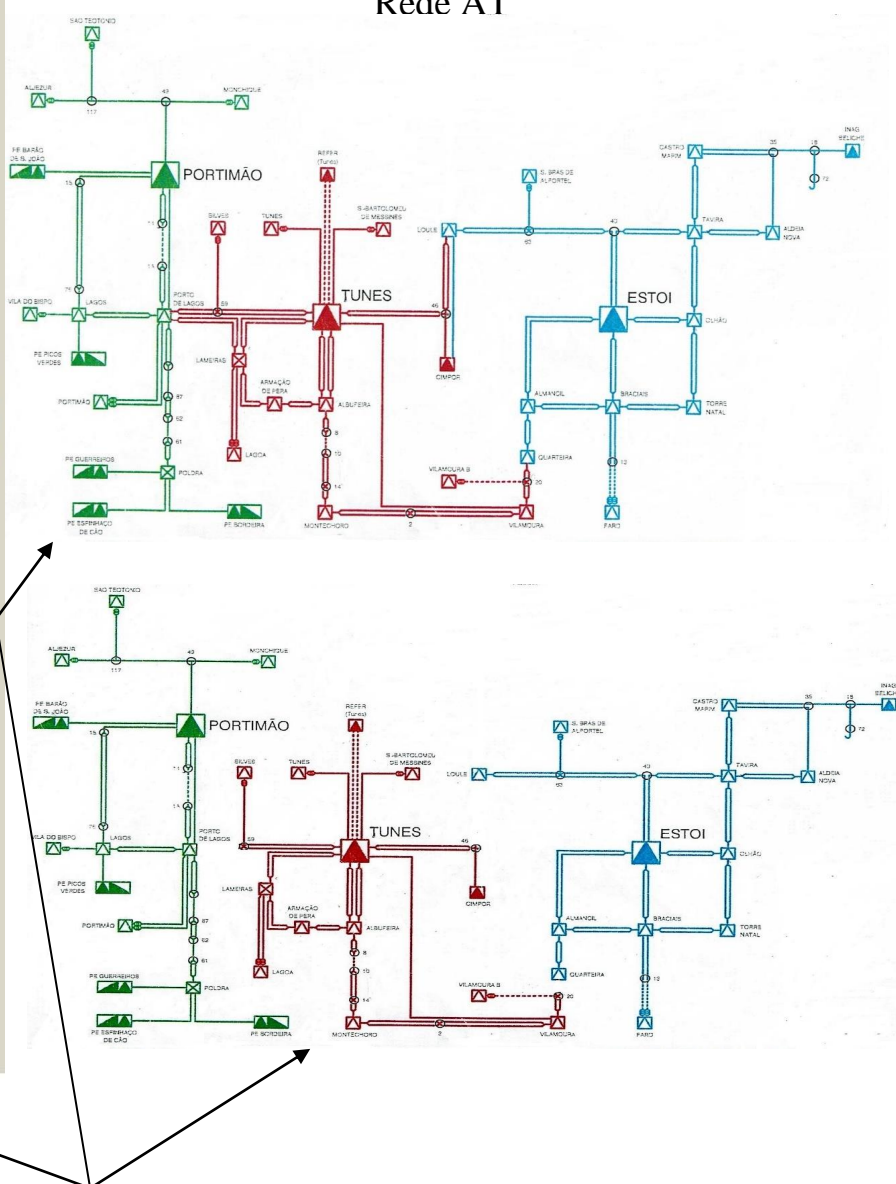


Figura 21 – Rede MAT+AT do Algarve com as malhas abertas ou fechadas.

A rede MAT é um tipo de rede onde os consumidores finais podem ser alimentados através de várias linhas, que são ligadas de forma a constituírem malhas fechadas, sendo esta designada por rede malhada (figura 22).

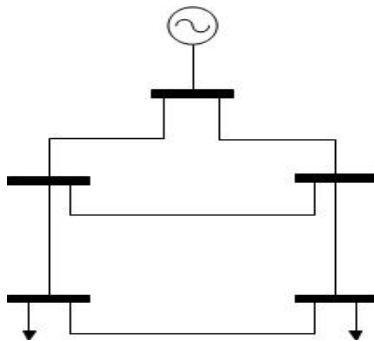


Figura 22 – Rede malhada.

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

Os geradores estão ligados de modo a que o trânsito de energia até aos consumidores se possa fazer por vários percursos, sendo todas as linhas dimensionadas para transmitirem a potência necessária em caso de avaria de outra linha, por forma a garantirem o critério de segurança n-1.

## 5.4. Trânsito de potência em conjunto com as duas redes MAT e AT, considerando quatro cenários de estudo

A interligação das duas redes foi efetuada através das linhas “zero branch”, que são linhas com baixo valor de impedância designadas por barras,  $R = 0$  pu e  $X = 0,0001$  pu, tendo sido utilizado este tipo de procedimento de forma a simplificar a análise do problema estudado em regime permanente e evitar problemas numéricos advindos da representação explícita de fusíveis, disjuntores ou qualquer outro elemento dentro das subestações que seja indispensável para a resolução do trânsito de energia na rede, uma vez que estes elementos são usados para representar as posições (aberto ou fechado) de tais dispositivos dentro das subestações e terem um comprimento bastante reduzido com uma impedância praticamente desprezável.

Teve-se ainda em conta a tensão base dos nós de 60kV proveniente da rede da RND e a tensão base dos nós de 63 kV da rede AT vindo da rede RNT, ambas são tensões base da rede AT, contudo o PSSE tem dificuldade em exprimir o valor correto em kV em relação ao valor de p.u., deste modo optou-se por classificar a tensão de base da rede AT, vinda da RNT e oriunda da RND com a tensão de base de 63 kV, de forma a monitorizar os resultados dos valores de tensão obtidos.

Com as duas redes juntas procedeu-se à simulação do trânsito de potência considerando os anéis abertos e fechados na rede AT para quatro perfis de geração e de carga, sendo cada perfil correspondente ao dia 8, 14, 21 e 27 do mês de Dezembro de 2015, facultados pela EDP e pela REN.

São analisados três estudos na rede para os quatro cenários apresentados anteriormente:

- O primeiro estudo está relacionado com o cálculo do módulo das tensões nos barramentos, onde é apresentada a variação do módulo das tensões desde os injetores da REN até às respetivas cargas, pelos quais correspondem as potências consumidas pelos consumidores MT, localizadas nas subestações AT;

- O segundo estudo está associado ao cálculo dos argumentos das tensões, pelo qual se verifica a variação dos ângulos dos injetores da REN até às cargas localizadas nas subestações AT;
- No terceiro estudo são analisadas as perdas ativas na rede AT.

Os três estudos têm como objetivo verificar as diferenças que ocorrem a nível dos módulos, ângulos das tensões e das perdas ativas, quando a rede está a operar com as malhas abertas e quando é explorada com as malhas fechadas.

Os resultados obtidos das tensões e dos ângulos foram divididos em três zonas (Portimão, Tunes e Estoi) de forma a se conseguir comparar a diferença dos valores de tensão nos barramentos de cada zona com a rede em malhas abertas e com a exploração em malhas fechadas, apresentados nas figuras 14 e 15.

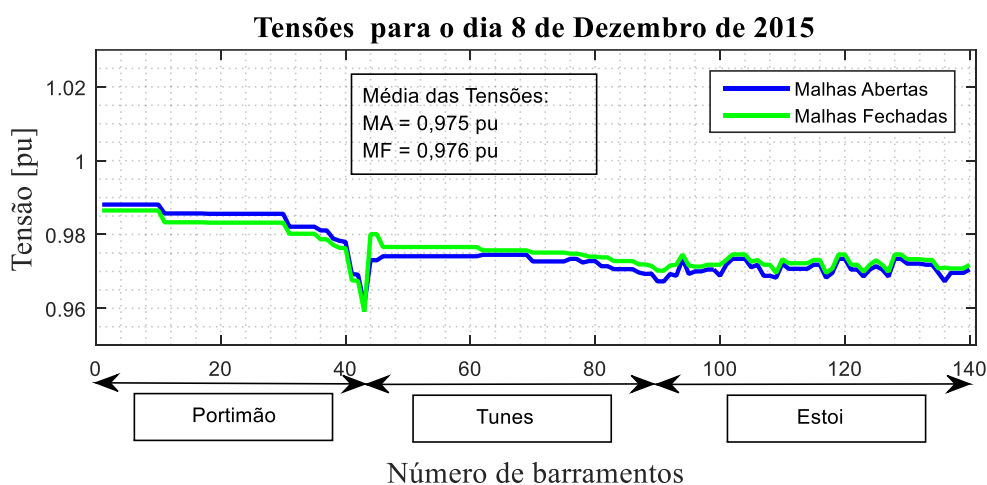


Figura 23 - Perfil de tensão para o dia 8 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas.

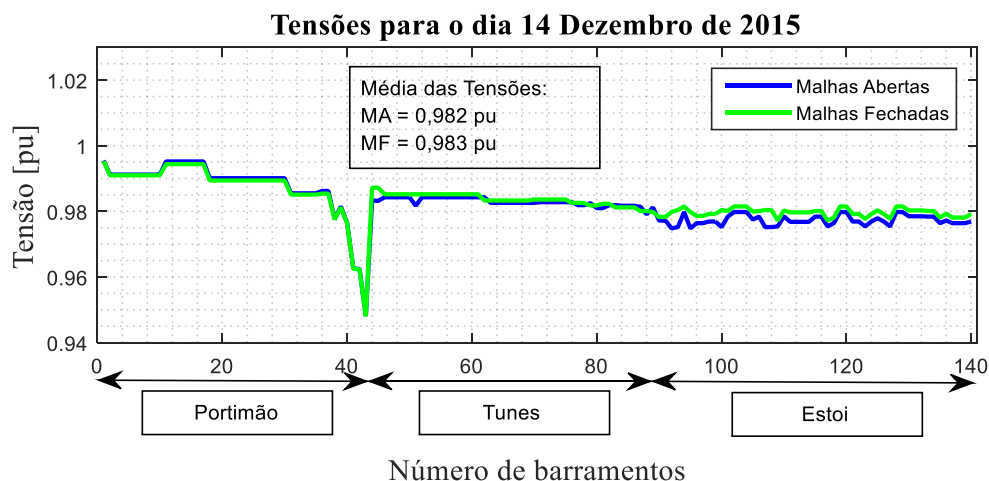


Figura 24 - Perfil de tensão para o dia 14 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas.

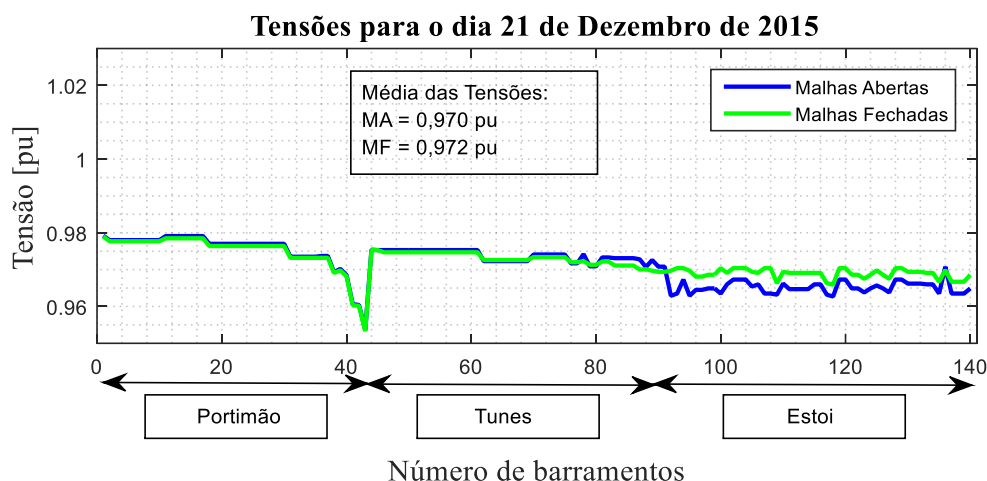


Figura 25 - Perfil de tensão para o dia 21 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas.

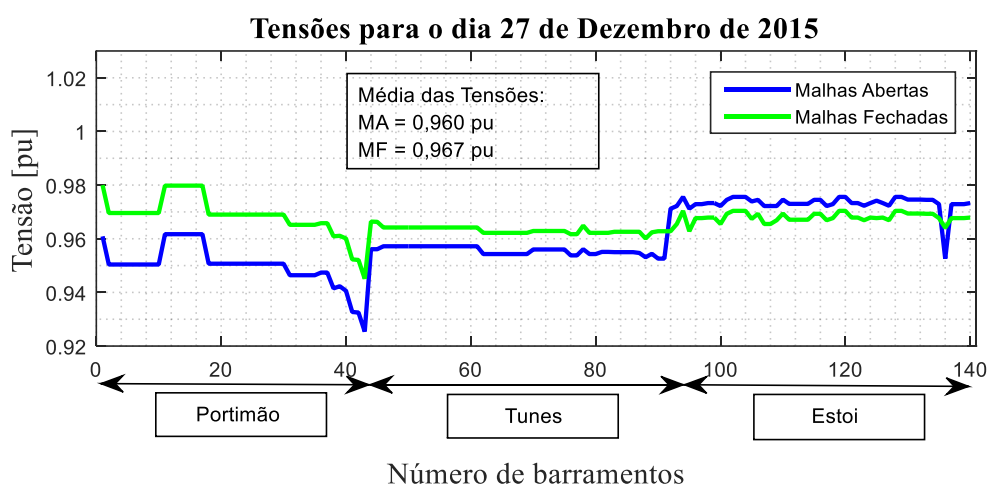


Figura 26 - Perfil de tensão para o dia 27 de Dezembro considerando as malhas como abertas ou fechadas.

Analisando os gráficos das figuras 23,24,25 e 26, verifica-se que ao considerar os anéis como abertos ou fechados, quanto mais afastado está determinado barramento da geração, ou subestação, maior é a queda de tensão que apresenta, devido aos níveis de tensão diminuírem com a distância.

Deste modo, os barramentos com tensões mais baixas correspondem às subestações mais distantes da geração de cada zona, sendo estes ilustrados na tabela 8:

Tabela 8 - Subestações mais distantes da rede RND.

Zona	Barramento	Subestação mais distante	Tensões mais baixas (pu)			
			Dia 8	Dia 14	Dia 21	Dia 27
Portimão	43	São Teotónio	0,9608	0,9481	0,9536	0,9254
Tunes	91	Cimpor	0,9673	0,9772	0,9708	0,9526
Estoi	118	Beliche	0,9696	0,9764	0,9627	0,9729
	138	Castro Marim	0,9696	0,9764	0,9627	0,9729

Considerando os anéis da rede AT abertos, analisa-se nos primeiros 43 barramentos correspondentes à zona do injetor da REN de Portimão, que os respetivos níveis de tensão estão

ainda bastante próximos de 1,00, 0,99, 0,98 e 0,96 p.u. para cada cenário de estudo e vão baixando sempre até ao barramento mais baixo da zona de Portimão, apresentado na tabela 8.

Nos barramentos 44 e 91 são apresentados os resultados das tensões da zona de Tunes e de Estoi, desta forma verifica-se uma subida de tensão nestes barramentos, uma vez que correspondem às subestações (Silves e Quarteira) que são as mais próximas dos injetores da REN de Tunes e de Estoi e em seguida ocorre uma diminuição da tensão à medida que se distanciam destes injetores.

Na comparação das três zonas (Portimão, Tunes e Estoi), pode-se concluir que no estudo com os anéis abertos, os níveis de tensão são maiores na zona de Portimão, pelo fato de este injetor estar mais próximo da geração AT e ter contribuição desta geração, apesar desta zona também se encontrar distante da geração MAT, contudo nas outras zonas não têm contribuição da geração AT, pelo fato da rede se encontrar com as malhas abertas, deste modo só tem o contributo da geração MAT, o que diminui as tensões relativamente à zona de Portimão, tal como se verifica na tabela 9.

Tabela 9 - Variação da tensão desde Portimão até Estoi com a rede explorada em malhas abertas.

		Tensões (pu)			
Zona	Barramento	1º Cenário (Dia 8)	2º Cenário (Dia 14)	3º Cenário (Dia 21)	4º Cenário (Dia 27)
Portimão	1	0,988	0,996	0,979	0,961
Tunes	44	0,973	0,983	0,975	0,956
Estoi	92	0,967	0,977	0,971	0,952

Com os anéis fechados, verifica-se uma diminuição de tensão nos barramentos apresentados na tabela 10, devido às potências injetadas nesses barramentos terem diminuído com a rede em exploração em malha fechada, tendo aumentado consequentemente a corrente das linhas.

Tabela 10 - Apresentação dos barramentos da rede em malhas fechadas onde se verifica a diminuição das tensões.

		Tensões (pu)							
		1º Cenário (Dia 8)		2º Cenário (Dia 14)		3º Cenário (Dia 21)		4º Cenário (Dia 27)	
Zona	Barramentos	MA	MF	MA	MF	MA	MF	MA	MF
Portimão	1 - 43	0,9881 Até 0,9608	0,9865 Até 0,9591	0,9955 Até 0,9481	0,9953 Até 0,9480	0,9792 Até 0,9536	0,9791 Até 0,9533		
Tunes	81- 82 (Montechoro) 89 (Vilamoura B) 84 - 87(Vilamoura) 89 - 91 (Cimpor) 46 - 60 (Tunes_Ren)			0,9817	0,9852	0,973 0,9726 0,973 0,971 0,9753	0,972 0,9697 0,971 0,969 0,9747		
Estoi	92 - 140							0,9697 Até 0,9686	0,9629 Até 0,9649

Pela equação (1.30) anteriormente mencionada, as potências injetadas nos barramentos dependem da diferença das potências geradas pela geração (AT e MAT) e consumidas pelas cargas, desta forma o aumento desta diferença leva ao aumento das potências injetadas nos barramentos indicados na tabela 10, e conseqüentemente à diminuição da tensão.

Pelos perfis de tensão obtidos para os dias 8,14,21 e 27 de Dezembro, apesar de ter ocorrido a diminuição da tensão nos barramentos da rede, verificados na tabela 10, conclui-se que a maioria dos valores de tensão dos barramentos da rede para estes cenários aumentaram com a exploração da rede em malhas fechadas.

A sensibilidade da tensão dos nós às alterações na potência reativa é bastante limitada e os geradores ligados a estas redes normalmente não têm capacidade para alterar o seu consumo ou produção de energia reativa. Por este motivo, a tensão dos nós nestas redes é normalmente controlada alterando a relação de transformação dos transformadores que ligam as redes de distribuição às tensões mais elevadas, ou usando aparelhos que produzem potência reativa como por exemplo as baterias de condensadores.

O parque eólico ligado à rede AT influencia as correntes e os trânsitos de energia, visto as tensões nos nós estarem relacionadas com a energia transitada.

Esta situação pode originar alguns problemas, se os dispositivos instalados na rede AT não conseguirem compensar o impacto das turbinas eólicas nas tensões dos nós.

Como os cenários são analisados nas horas em vazio, as baterias de condensadores estão desligadas pelo facto de não haver necessidade de potência reativa na rede, o que pode originar a que as tensões não possam ser mantidas dentro de valores aceitáveis.

De acordo com os gráficos das figuras 23,24,25 e 26, observa-se que os valores de tensão em alguns barramentos da rede AT não se encontram dentro dos “padrões de segurança e planeamento” considerando a rede com malhas abertas e com exploração em malhas fechadas.

Estes valores de tensão podem ser melhorados através da escolha de uma melhor tomada dos transformadores com regulação de tensão, localizados nos injetores da REN, com o objetivo de obter uma tensão no secundário do transformador mais próxima possível dos 63 kV.

#### 5.4.1. Resultados obtidos dos ângulos da rede (MAT+AT) para as malhas abertas/fechadas

De seguida obtiveram-se os resultados dos argumentos das tensões para os quatro cenários analisados.

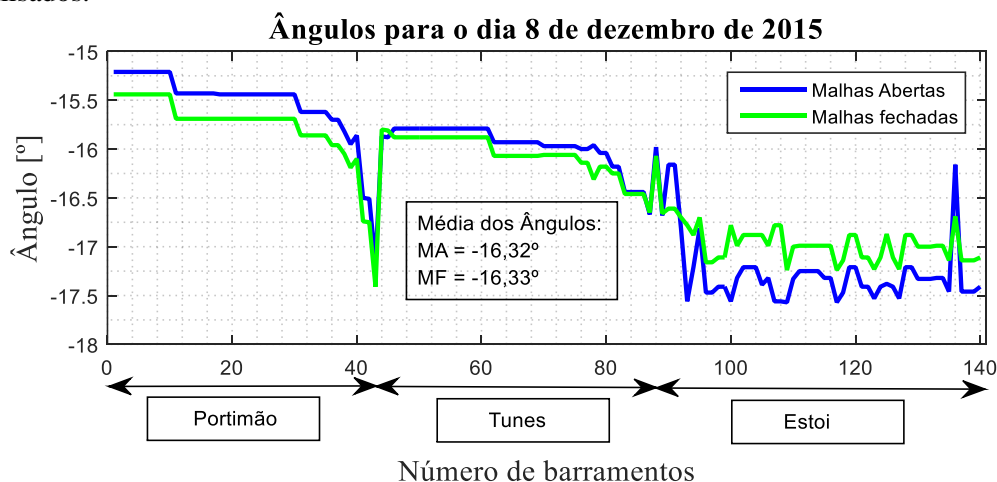


Figura 27 - Perfil dos ângulos para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

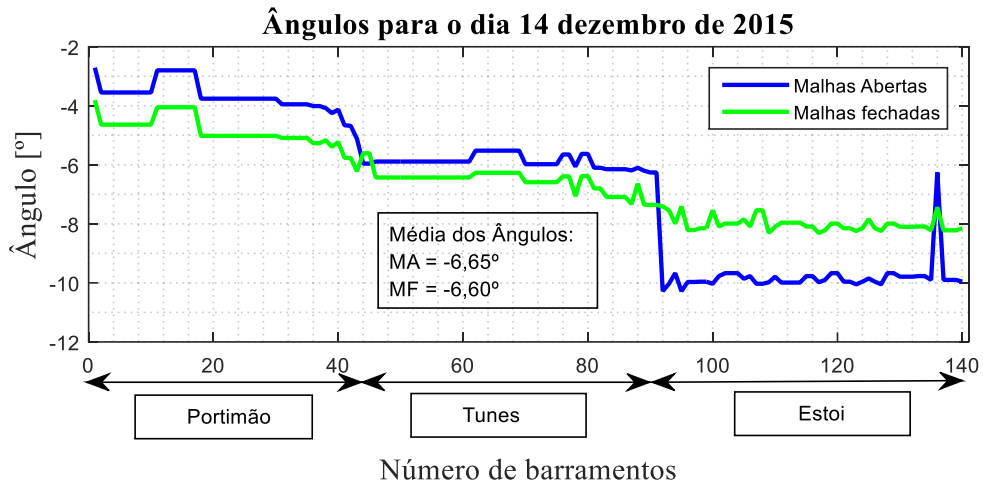


Figura 28 - Perfil dos ângulos para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

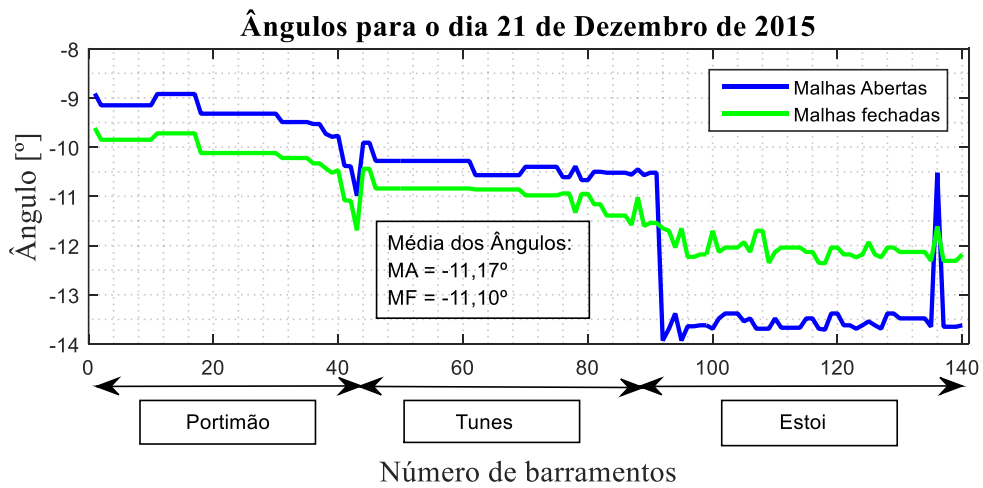


Figura 29 - Perfil dos ângulos para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

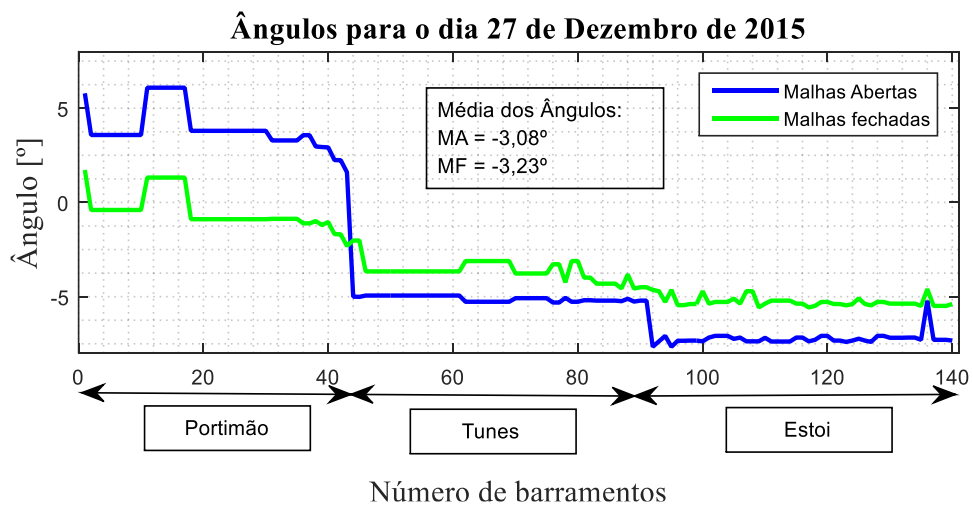


Figura 30 - Perfil dos ângulos para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

De acordo com os gráficos da figura 27,28,29 e 30, ao considerar os anéis como abertos ou fechados, quanto mais afastado está determinado barramento da geração, ou subestação, menor é a diferença angular apresentada, devido aos ângulos aumentarem com a distância, deste modo os barramentos com os ângulos mais altos correspondem às subestações mais distantes (São Teotónio, Cimpôr e Castro Marim) da geração de cada zona, sendo estas representadas anteriormente na tabela 8.

Considerando os anéis da rede AT abertos, verifica-se que até ao barramento 43 os ângulos apresentam valores muito próximos do valor máximo (-15,21°, -2,71°,-8,91° e 5,79°), sendo cada valor correspondente a cada cenário estudado, por serem subestações localizadas próximas da geração AT.

Do barramento 44 até ao barramento 91 verifica-se uma subida, devido aos barramentos dessa zona se localizarem numa zona afastada, como tal os argumentos aumentam a partir do barramento 91, uma vez que a partir deste barramento encontra-se a zona “Estoi”, sendo esta a mais distante das três zonas.

Pelos perfis dos ângulos obtidos com a exploração da rede em malhas fechadas, verifica-se que a diferença angular diminuiu na rede para os dias 14 e 21 de Dezembro, uma vez que a maioria dos valores dos ângulos apresentados nesses cenários aumentaram, onde são apresentados na tabela 11.

Contudo para os dias 8 e 27 de Dezembro, a diferença angular aumentou devido a maior parte dos valores dos ângulos obtidos nesses cenários terem diminuído.

Pode-se concluir que as diferenças angulares obtidas com a exploração da rede em malhas abertas ou fechadas não ultrapassam a diferença dos 5° entre os injetores das três zonas do Algarve.

*Tabela 11 - Apresentação dos barramentos da rede com exploração da rede em malhas fechadas onde os ângulos aumentam.*

Zona	Barramentos			
	1º Cenário (Dia 8)	2º Cenário (Dia 14)	3º Cenário (Dia 21)	4º Cenário (Dia 27)
Portimão	1 Até 43	1 Até 43	1 Até 43	
Tunes	44 Até 91	44 Até 91	44 Até 91	44 Até 92
Estoi	138	138	138	92 Até 140

#### **5.4.2. Resultados obtidos das perdas da rede (MAT+AT) em malhas abertas/fechadas**

Para os quatro casos, foram comparadas as perdas da rede AT + MAT, uma vez que a rede é constituída pelos elementos MAT e AT.

É de salientar que a rede MAT, sendo constituída por duas zonas REE e REN, todas as perdas das potências ativas e reativas obtidas correspondem à soma dos resultados das duas zonas.

Para as malhas abertas obtiveram-se os seguintes resultados:

*Tabela 12 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis abertos para dia 8/12/2015 e 14/12/2015.*

1º Cenário (dia 8)				2ºCenário (dia 14)			
P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>CTOTAL</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)	P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>C</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)
9961,3	24	9762,2	175,1 (1,8 % Carga)	7143,6	24,7	6891,7	227,3 (3,3% Carga)

*Tabela 13 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis abertos para dia 21/12/2015 e 27/12/2015.*

3º Cenário (dia 21)				4ºCenário (dia 27)			
P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>CTOTAL</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)	P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>C</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)
6841,9	24,4	6589,6	227,9 (3,5% Carga)	5317,3	24,1	5154,6	138,5 MW (2,7% Carga)

Para as malhas fechadas obtiveram-se os seguintes resultados:

*Tabela 14 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis fechados para dia 8/12/2015 e 14/12/2015.*

1º Cenário (dia 8)				2ºCenário (dia 14)			
P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>CTOTAL</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)	P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>C</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)
9961,1	24	9762,2	174,9 MW (1,8 % Carga),	7143,3	24,7	6891,7	227 MW (3,3% Carga)

*Tabela 15 - Balanço de potências ativas da rede MAT+AT com os anéis fechados para dia 21/12/2015 e 27/12/2015.*

3º Cenário (dia 21)				4ºCenário (dia 27)			
P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>CTOTAL</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)	P <sub>GTOTAL</sub> (MW)	P <sub>SHUT</sub> (MW)	P <sub>C</sub> (MW)	Perdas Ativas (MW)
6841,7	24,4	6589,6	227,7 MW (3,5% Carga)	5318,6	24,1	5154,6	139,2 MW (2,7% Carga)

De acordo com as tabelas 12,13,14 e 15, verifica-se que ocorreu uma redução das perdas na rede não muito significativa com a exploração da rede em malhas fechadas em relação aos resultados que se obtiveram na rede com as malhas abertas para os dias 8,14,21 de Dezembro.

Esta minimização deve-se à influência das correntes provenientes das zonas dos outros injetores. Quando se fecham as malhas, vai alterar o módulo e o argumento das tensões nos nós e como as tensões estão relacionadas com os trânsitos de energia, estes por sua vez alteram as potências transitadas pelas linhas e consequentemente as perdas na rede.

Mas, como existe uma maior quantidade de barramentos na rede AT onde o aumento das tensões provocado pela exploração da rede com as malhas fechadas é mais expressivo, significa que nas zonas onde ocorreu o aumento das tensões contribui mais para a redução de perdas.

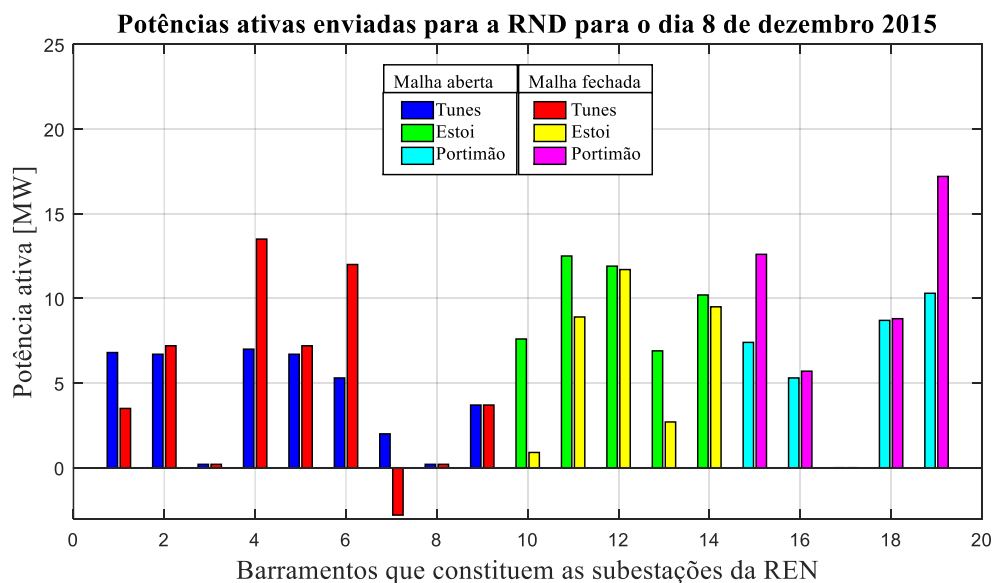
Contudo, ao comparar as tabelas 13 e 15 para o dia 27 de Dezembro, com a exploração da rede em malhas fechadas, verifica-se um aumento das perdas não muito significativas para esse dia, devido a diferença angular ter aumentado com a diminuição dos ângulos.

A diferença angular tem uma maior influencia nas potências ativas transitadas na rede e, por sua vez nas perdas ativas na rede.

## 5.5. Potências ativas e reativas enviadas pelos injetores à rede AT

Foi efetuado o cálculo das potências ativas e reativas fornecidas por cada injetor REN para as diversas subestações da EDP-D para as malhas abertas e considerando a rede com a exploração em malhas fechadas.

Nas figuras 31 a 34 e 35 a 38 são apresentados os resultados obtidos dessas potências por cada barramento que constitui os injetores da REN por cada zona do Algarve.



*Figura 31 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.*

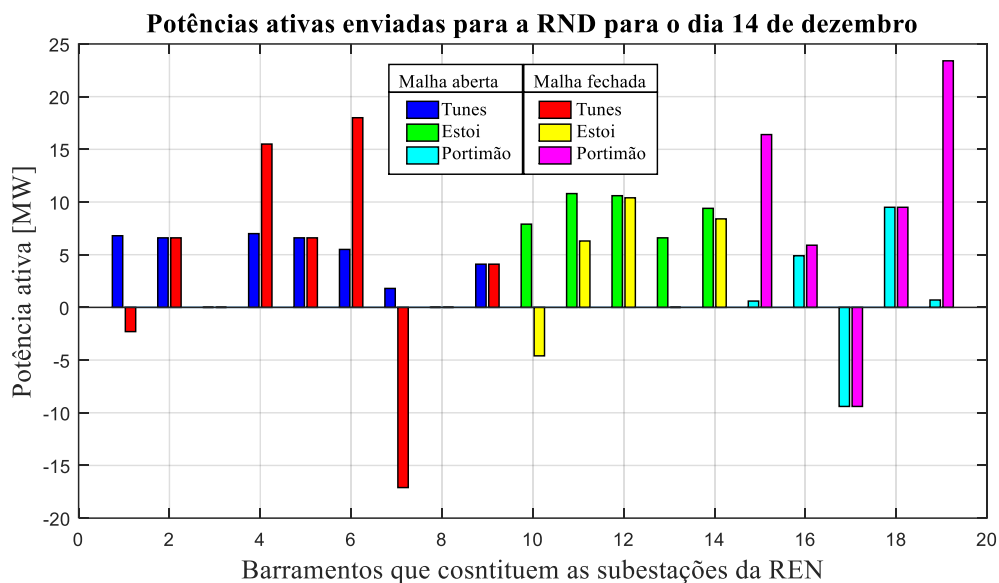


Figura 32 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

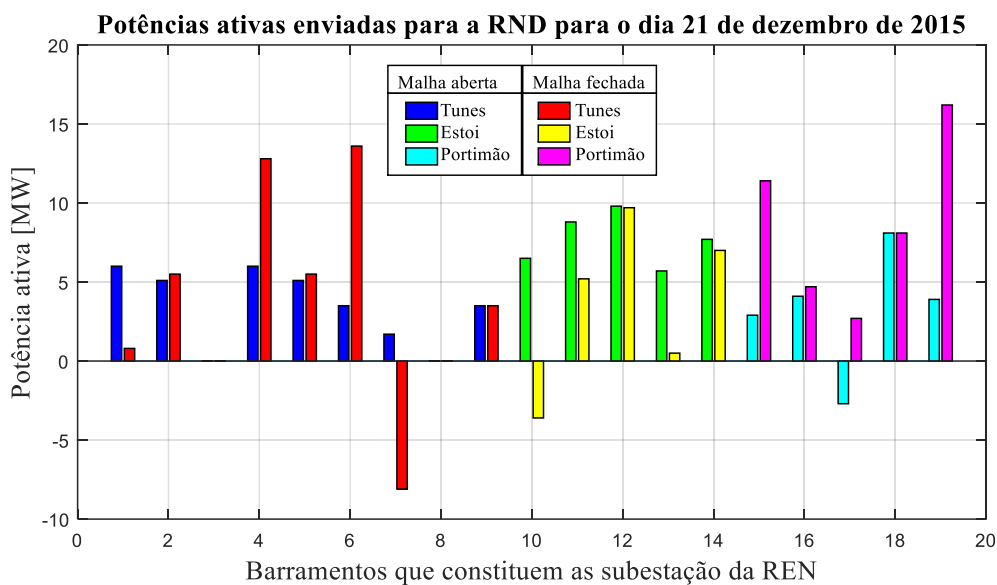


Figura 33 - Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

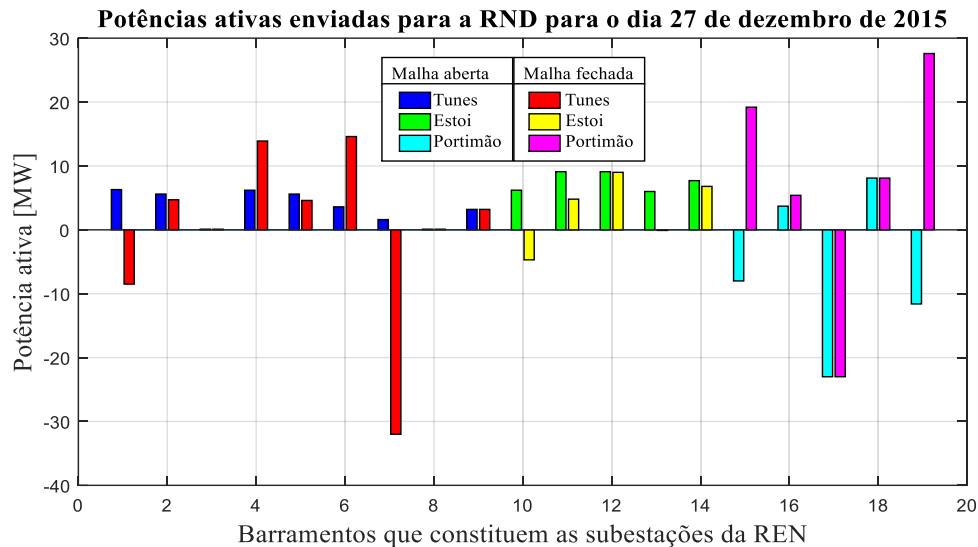


Figura 34 – Perfil de potência ativa enviada para a RND para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

Com se pode verificar nos quatro cenários das figuras 31,32,33 e 34 na exploração da rede em malhas fechadas, na zona de Portimão as tensões diminuíram, ocorrendo subtensão nos barramentos que constituem essa zona, por sua vez as correntes que circulam pelas linhas aumentam e consequentemente as potências ativas que transitam também aumentam.

É de salientar que o controlo de tensão realizada pelos transformadores da rede MAT, influencia o fluxo de energia. Caso ocorra uma situação de subtensão do sistema, a comutação de tomadas é reconfigurada, visando a redução da relação de transformação do transformador, elevando as tensões secundárias.

Caso a sobretensão se verifique no sistema, a relação de transformação dos transformadores aumenta, proporcionando a redução de tensão dos terminais do transformador. Estes fatos acontecem para as malhas abertas e fechadas.

Verifica-se uma redução de potência ativa fornecida pelas subestações de porto de Lagos e Lameiras (para o segundo e para o quarto cenário). Nestas subestações mudou-se o sentido de trânsito de potência ativa, ou seja, o sentido da circulação de energia faz-se dos argumentos com valores maiores para os mais pequenos. Como ocorreu o aumento do argumento de tensão em porto de Lagos e em Lameiras, o sentido do trânsito realizou-se destas subestações para o injetor de Tunes, o que levou o valor desta potência para um valor negativo, tal como em Estoi que também se observa este acontecimento em algumas subestações.

Em Tunes, a quantidade de potência ativa enviada para as subestações da rede de distribuição, deve-se a contribuição de outras zonas e da rede MAT afetar essas subestações com mais ou com menos intensidade de corrente dependendo da distância que estas se encontram.

Em seguida, as linhas MAT de Tunes para Estoi contribuíram para a redução de potência ativa, pelo fato de ter ocorrido um aumento das tensões nessa zona. A potência ativa reduziu nas subestações da EDP-D que constituem a zona de Estoi, como se pode verificar para todos os cenários em malhas fechadas.

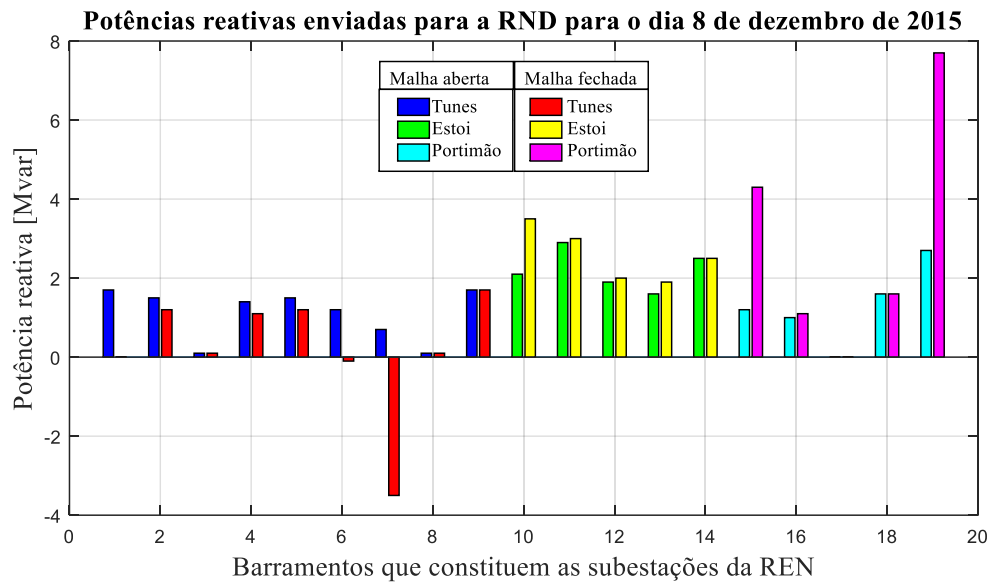


Figura 35 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 8 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

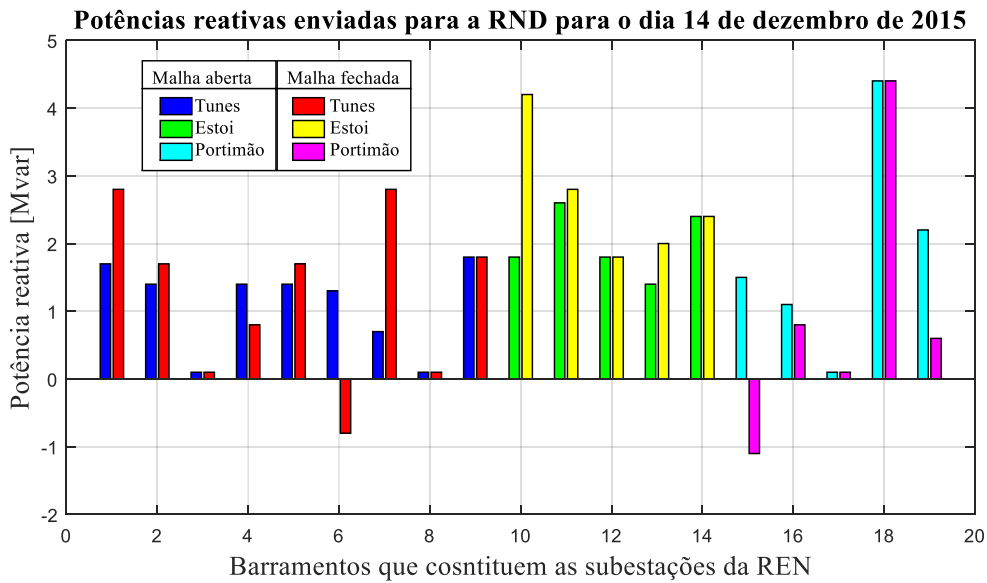


Figura 36 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 14 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

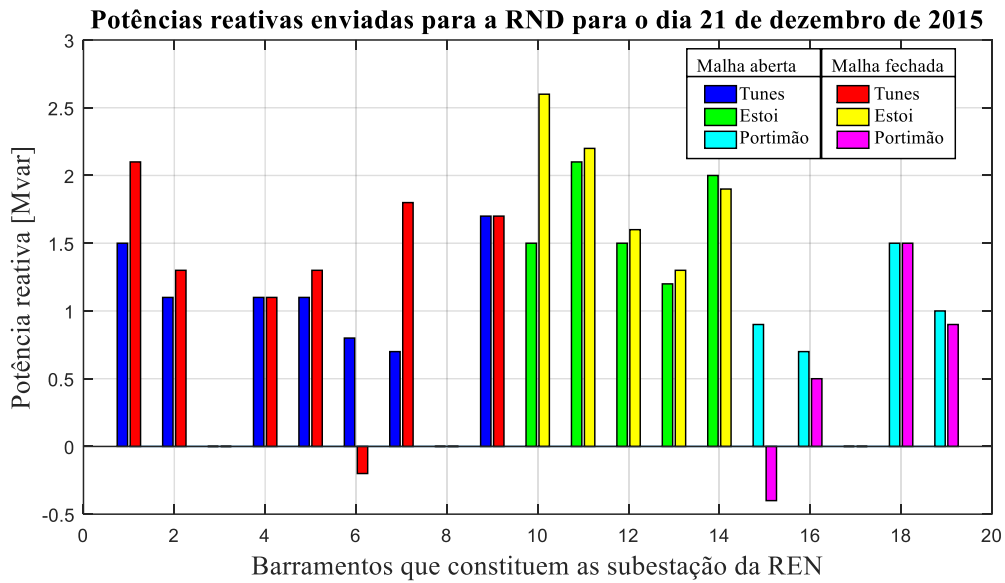


Figura 37 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 21 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

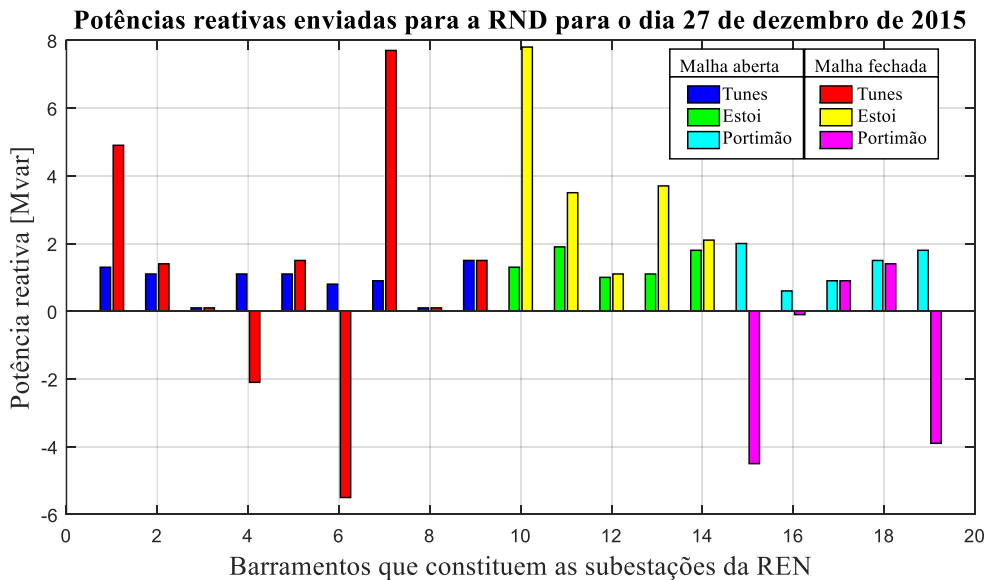


Figura 38 - Perfil de potência reativa enviada para a RND para o dia 27 de Dezembro, considerando as malhas como abertas ou fechadas.

Ao fechar as malhas para todos os cenários, como se pode verificar nas figuras 35,36,37 e 38, os fluxos de potência verificadas nas linhas vão influenciar as diversas cargas de cada zona. A potência reativa que circula nas linhas diminui quando ocorre o aumento das tensões e aumenta quando acontece a diminuição das tensões.

Na zona de Portimão, pode-se observar para os três últimos cenários que a potência reativa desceu, o que permite concluir que a contribuição das zonas da rede AT ajudaram na diminuição de potência reativa por parte da rede MAT.

Para a zona de Tunes em todos os cenários, a rede MAT de Portimão influencia pouco a potência reativa. No entanto, a variação da quantidade de potência reativa depende da contribuição das outras zonas de MAT e dos transformadores de regulação de tensão e da distância que estas se encontram.

Destas duas contribuições resultou o aumento de potência reativa na zona de Estoi, pelo que influenciou as subestações da EDP D com aumento de potência reativa, apesar de ter ocorrido sobretensão das tensões com o fecho das malhas.

Só no terceiro cenário é que a contribuição para uma subestação não foi suficiente para aumentar a potência reativa em relação à rede com exploração das malhas abertas.

Para as zonas onde a potência reativa inverteu o sentido, deve-se ao fato desse sentido se verificar nas tensões mais elevadas para as mais reduzidas. Pelo fato de explorar as malhas fechadas, o sentido mudou -se das subestações da EDP D para o injetor da REN.

Verifica-se também que no primeiro caso a potência reativa aumentou na zona de Portimão, devido à insuficiência de potência reativa após ter ocorrido o aumento da intensidade de corrente. No entanto na zona MAT de Tunes é influenciada com mais potência reativa por parte da zona de Portimão, contudo é compensada com menos potência reativa das outras zonas de MAT, na qual se verifica uma diminuição da potência reativa em comparação com as malhas abertas.

No entanto, é suficiente para influenciar mais a zona de Estoi, em termos de potência reativa como se verifica para os outros casos estudados.

## 5.6. Potências que garantem a segurança n-1 das subestações entre injetores da rede AT

As subestações (Silves, Loulé, S. Brás de Alportel, Cimpôr, Quarteira e Vilamoura B) são subestações que podem ser alimentadas pelos injetores da REN de outras zonas (Portimão, Tunes e Estoi), caso estas deixem de ser alimentadas pelos injetores locais, devido a anomalias que possam ocorrer nas linhas que interligam estas subestações, como se pode verificar nas figuras 39, 40 e 41, as quais apresentam seis possibilidades conforme estudo efetuado. Deste modo, foram analisadas as potências fornecidas a estas subestações, quando ocorre a interligação com outra zona, com o objetivo de minimizar a ENF, caso ocorram falhas na interligação com a zona onde é alimentada.

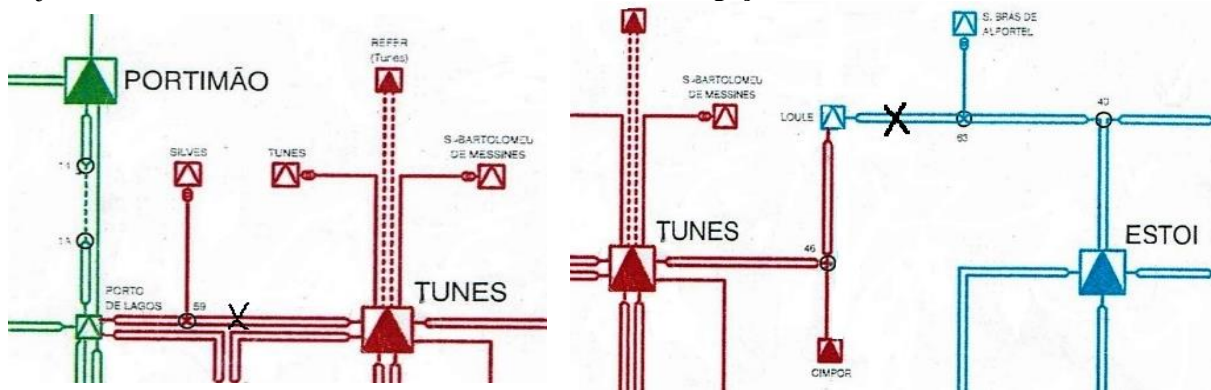


Figura 39 - Apresentação das subestações Silves e Loulé quando são interligadas pelo injetor da zona de Portimão e de Tunes.

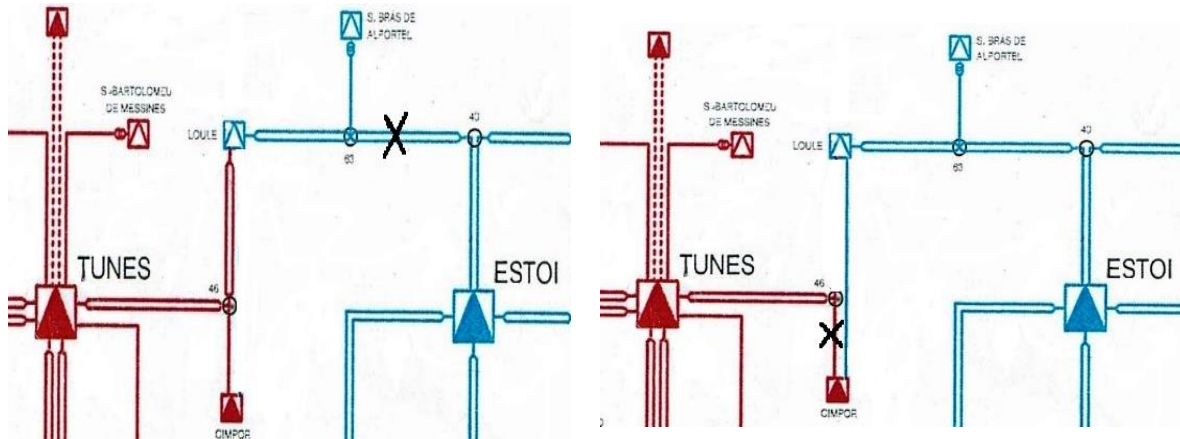


Figura 40 - Apresentação das subestações S. Brás de Alportel e Cimpor quando são interligadas pelo injetor da zona de Tunes e de Estoi.

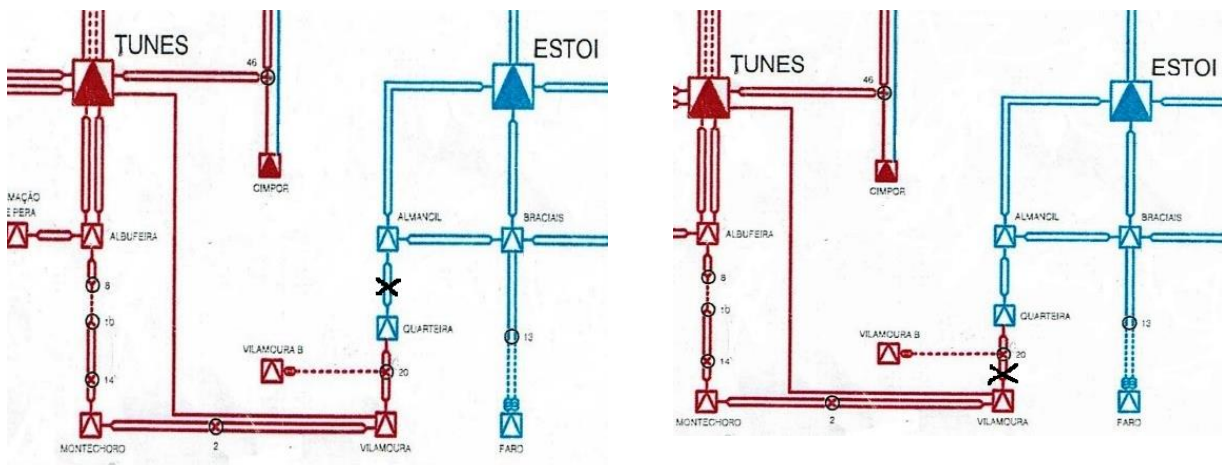


Figura 41 - Apresentação das subestações de Quarteira e Vilamoura B quando são interligadas pelo injetor da zona de Tunes e de Estoi.

Pode-se verificar na figura 42 os resultados das potências ativas para cada cenário analisado e para cada subestação anteriormente mencionada, tendo a garantia de segurança n-1, quando se retiram as linhas AT que interligam com a zona que a alimenta, sendo mencionadas na tabela 16.

Tabela 16 - Linhas que foram ligadas e desligadas para alimentar as subestações AT.

Linhas a retirar		Linhas a ligar	
De	Para	De	Para
Tunes_REN	Porto de Lagos	Tunes_REN	Porto de Lagos
Estoi_REN	Loulé	Tunes_REN	Loulé II
Estoi_REN	Loulé	Tunes_REN	Loulé II
Tunes_REN	Cimpor_II	Loulé	Cimpor_I
Quarteira	Almancel	Vilamoura	Quarteira
Vilamoura	Quarteira	Vilamoura	Quarteira

Tabela 17 - Potências que garantem a segurança n-1 para 8/12/2015 e 14/12/2015.

1º Cenário (dia 8)			2º Cenário (dia 14)	
Subestações	P(MW)	S(MVA)	P(MW)	S(MVA)
Silves	4,0	4,2	3,4	3,7
Loulé	7,6	7,8	6,5	6,6
S.Brás Aportel	3,7	4,1	3,5	3,6
Cimpor	10,5	10,8	6,9	7,1
Quarteira	4,9	5,0	4,0	4,1
Vilamoura B	5,1	5,1	4,0	4,0
Total	35,8	37	28,3	29,1

Tabela 18 - Potências que garantem a segurança n-1 para 21/12/2015 e 27/12/2015.

3º Cenário (dia 21)			4º Cenário (dia 27)	
Subestações	P(MW)	S(MVA)	P(MW)	S(MVA)
Silves	3,6	3,9	3,1	3,7
Loulé	7,9	8,1	6,2	6,6
S.Brás Aportel	4,2	4,4	3,5	3,6
Cimpor	10,8	11,1	7,2	7,1
Quarteira	4,5	4,6	4,3	4,1
Vilamoura B	4,6	4,6	4,4	4,0
Total	32,6	36,7	28,7	29,7

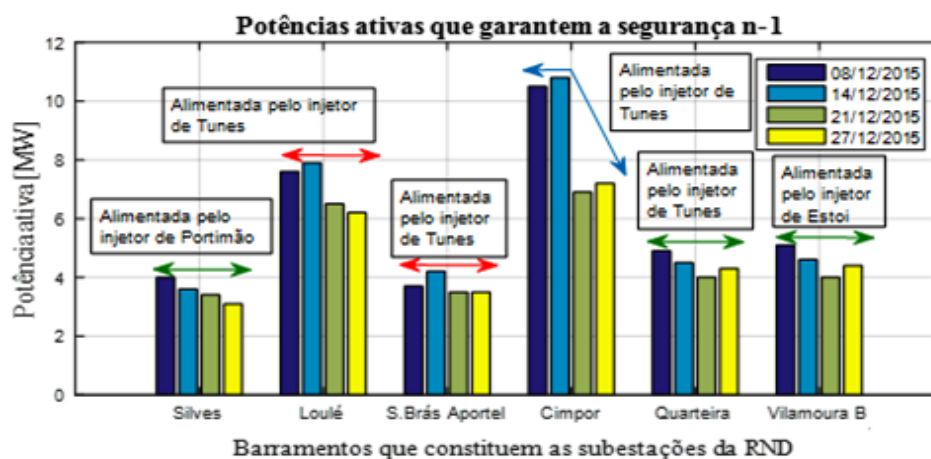


Figura 42 – Perfil de potências ativas que garantem a segurança n-1 para as subestações da RND entre injetores da REN.

Apesar de ocorrer a redução dos níveis de tensões nestas subestações, quando estas são alimentadas por outro injetor, proporciona um aumento de continuidade de serviço da rede AT e assim leva a uma minimização da energia não fornecida que deve ser evitada.

A quantidade de potência ativa total por cada subestação necessária para realizar este estudo é apresentada nas tabelas 17 e 18.

Contudo as tensões que foram reduzidas podem ser melhoradas fazendo um reajuste do trânsito de potências pelos transformadores com regulação de tensão, ou pelas baterias de condensadores existentes na rede MAT.

## 5.7. Análise de contingências na rede MAT

A análise das contingências em sistemas de energia elétrica consiste em determinar as consequências no trânsito de energia, quando se desliga um ramo.

O critério de segurança n-1 é habitualmente adotado na rede de transporte (MAT), na qual o sistema deve poder continuar a funcionar, de modo a assegurar o abastecimento aos consumidores com adequados níveis de qualidade e de continuidade de serviço.

Deste modo, foram simuladas as contingências (N-1) na MAT que possam causar sobrecargas na rede AT, para os quatro cenários estudados, onde se vai verificar se a capacidade máxima das linhas em contingência é ultrapassada.

Os resultados para um cenário, como por exemplo o primeiro cenário do dia oito, são suficientes, pois a diferença entre produção e consumo nos quatro cenários não é muito variável.

No entanto para ter a certeza de que a rede pode ser explorada em malhas fechadas, foram efetuadas para todos os casos analisados.

O estudo é realizado para as linhas de 150 kV e de 400kV da rede MAT, sendo apresentadas na figura 43, que consiste em retirar cada uma delas e verificar se ocorrem sobrecargas na rede AT:

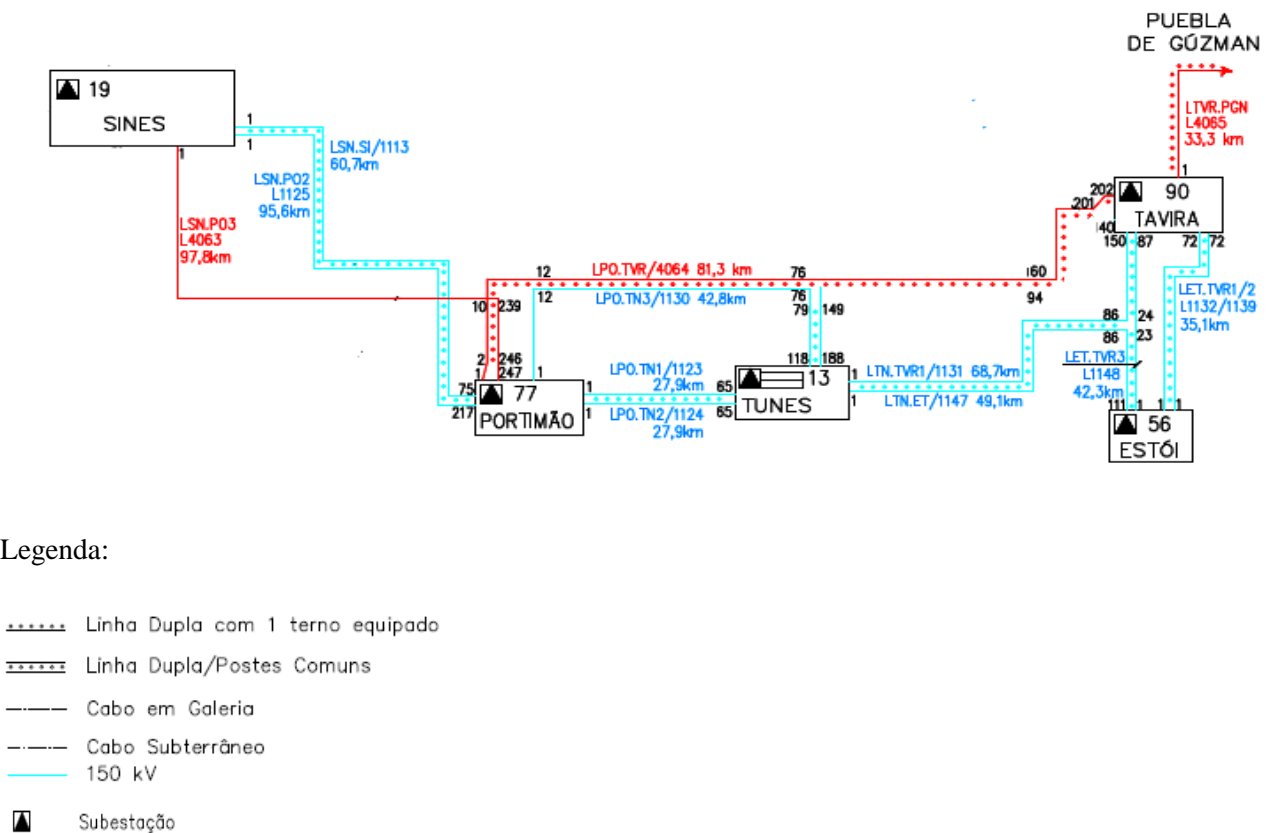


Figura 43 - Linhas da rede MAT que interligam os injetores da rede AT do Algarve.

Os resultados foram obtidos pelo PSSE, onde são apresentados nas seguintes tabelas:

*Tabela 19 – Linhas (150 kV) da rede MAT que ligam os três injetores da REN do Algarve para o cenário 8/12/2015.*

### Linhas 150kV

<b>Linhas retiradas</b>					
Nó	De	Nó	Para	Linha de 63 kV em sobrecarga	Valor de sobrecarga %
101772	Portimão	101131	Tunes	-	-
101772	Portimão	101132	Tunes	-	-
101771	Portimão	101132	Tunes	-	-
101562	Estoi	101132	Tunes	-	-
101131	Tunes	101901	Tavira	-	-
101561	Estoi	101901	Tavira	-	-
101561	Estoi	101902	Tavira	-	-
101562	Estoi	101902	Tavira	-	-

*Tabela 20 – Linhas (400 kV) da rede MAT que ligam os três injetores da REN do Algarve para o cenário 8/12/2015.*

### Linhas 400kV

<b>Linhas retiradas</b>					
Nó	De	Nó	Para	Linha de 63 kV em sobrecarga	Valor de sobrecarga %
104771	Sines	104191	Portimão	-	-
104771	Portimão	104901	Tavira	-	-

Conclui-se que pelos resultados obtidos, a rede AT para o cenário estudado, têm condições para operar caso ocorra uma contingência *n-1* na rede MAT, ou seja, pode ser explorada em malhas fechadas caso ocorra alguma anomalia nas linhas dessa rede, uma vez que o valor de sobrecarga das linhas obtidas não é superior ao valor do seu limite (100%).

Deste modo, a rede MAT possui boas condições previsionais de operação perante a falha fortuita de uma linha (150 ou 400 kV) que interliga os injetores (MAT/AT).

## **5.8. Análise das correntes de curto-circuito simétrico trifásico na rede**

### **5.8.1. Introdução**

Um curto-circuito corresponde a uma alteração estrutural anormal em SEE, que requer ação imediata, face aos danos criados. Deste modo os SEE são projetados de forma a ser possível a limitação dos CC, na qual a utilização dos equipamentos apropriados devem ser operados em condições de CC sem sofrerem degradação das suas condições físicas.

A ação é caracterizada por um percurso de baixa impedância, proveniente de um defeito através da qual se fecha uma corrente muito elevada.

Os curto-circuitos trifásicos influenciam simultaneamente as três fases do sistema, na qual são designados por simétricos no caso de a impedância do defeito ser igual em todas as fases.

Se esta impedância do defeito do percurso for zero, este curto-circuito é denominado por curto-circuito franco (ou sólido).

As correntes de curto-circuitos atingem valores muito superiores às correntes em regime não perturbado, caso persistam, levam a fadigas térmicas que danificam os equipamentos, tais como: Barramentos das Subestações; posto de transformação; quadros elétricos quando estes são percorridos por estas, bem como os esforços eletrodinâmicos entre fases dos elementos condutores causados por estas mesmas correntes elevadas, que danificam especialmente as máquinas e os barramentos [1].

Contudo a maioria dos curto-circuitos num SEE acontecem nas linhas aéreas, devido à probabilidade de estas estarem à exposição dos fenómenos naturais.

As descargas elétricas que originam sobretensões elevadas podem resultar em rutura de condutores, isoladores, apoios e ação de elementos externos tais como: embates de aves, de ramos de árvores, etc. Os quais podem levar aos curto-circuitos nas linhas.

Também podem ocorrer em cabos subterrâneos, transformadores e máquinas rotativas, o que provoca falhas de isolamento (aquecimento, efeitos mecânicos, envelhecimento, campos elétricos elevados), o que resulta à deterioração das suas propriedades físicas.

Como tal, verificam-se também variações de tensão, o que origina quedas de tensão muito elevadas em algumas fases.

Deste modo, torna-se, essencial desligar no menor tempo possível a secção da rede onde se deu o defeito.

Por este motivo, são utilizados equipamentos que permitem executar esta manobra, disjuntores, na qual são acionados por relés, capazes de cortar as correntes de curto-circuito, o que é tanto mais difícil quanto mais elevada for a tensão [1].

É de salientar que quando ocorrem defeitos nas linhas por descargas atmosféricas, estes defeitos desaparecem muito rápido devido a corrente de curto-circuito ser interrompida pela desionização e consequentemente recupera das propriedades isolantes do ar envolvente.

O cálculo das correntes de curto-circuito é necessário para dimensionar o poder de corte dos disjuntores e dos relés de proteção e também os esforços eletrodinâmicos nas máquinas e nos barramentos.

Como o cálculo é efetuado para todos os barramentos da rede, requer o uso do PSSE, uma vez que consiste num caso complexo devido à dimensão da rede.

Deste modo, a metodologia [1] sistemática usada para o cálculo computacional consiste em várias etapas:

- **Etapa 1-** Identificar o ponto onde ocorre o defeito e identificar que tipo de defeito (franco ou não franco)
- **Etapa 2-** Verificar as condições de operação pré-defeito (p.u.), no qual são determinados os valores pré-defeito de tensões e correntes usando um trânsito de potências verificadas na rede. Devido às variações provocadas pelo defeito (p.u.), é necessário a construção do esquema unifilar do equivalente de Thévenin (em p.u.) da rede no ponto de defeito, que consiste numa rede elétrica, vista de qualquer nó  $i$ .

O esquema equivalente é representado na figura 44, onde  $Z_T$  é a impedância equivalente de Thévenin da rede vista do nó  $i$  calculada pela anulação das fontes de tensão ou de corrente e  $V_i^0$ .

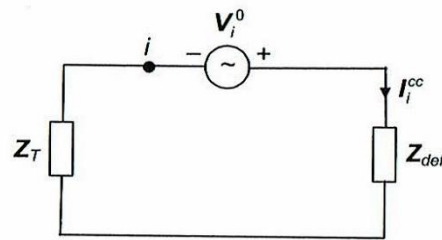


Figura 44 – Esquema equivalente de Thévenin.

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press]

- **Etapa 3 -** Cálculo da corrente de defeito, na qual  $\overline{I_i^{cc}}$  corresponde à corrente de curto-circuito onde ocorreu um defeito com a impedância  $\overline{Z_{def}}$  no nó  $i$ , assim a corrente de curto-circuito é obtida pela expressão:

$$\overline{I_i^{cc}} = \frac{\overline{V_i^0}}{\overline{Z_{def} + Z_T}} \quad (1.61)$$

Considerando o sistema trifásico, a corrente de curto-circuito obtida é dada pela expressão:

$$\overline{I_i^{cc}} = \frac{\overline{V_i^0}}{\sqrt{3}(\overline{Z_{def} + Z_T})} \quad (1.62)$$

Para um curto-circuito franco, a impedância no percurso onde ocorreu o defeito é nula, desta forma pode-se escrever a equação da  $\overline{I_i^{cc}}$ :

$$\overline{I_i^{cc}} = \frac{\overline{V_i^0}}{\sqrt{3}Z_T} \quad (1.63)$$

Deste modo, a potência de curto-circuito  $|S_i^{cc}|$  no nó  $i$  para a  $|V_i^0|$  igual a tensão nominal  $|V_n|$  é definida pela expressão:

$$|S_i^{cc}| = \sqrt{3}|V_i^0||i_i^{cc}| = \frac{|V_i^0|^2}{|Z_T|} = \frac{|V_n^2|}{|Z_T|} \quad (1.64)$$

Em valores p.u.:

$$|S_i^{cc}| = |i_i^{cc}| = \frac{1}{|Z_T|} \quad (1.65)$$

Verifica-se que potência e a corrente de curto-circuito são iguais ao inverso da impedância equivalente da rede vista do ponto do defeito.

- **Etapa 4-** Determinar o estado após o defeito, usando o teorema da sobreposição.  
As tensões nodais e as correntes nos ramos após defeito obtêm-se pelas tensões e correntes obtidas pelo estado pré-defeito e pelo estado defeito (estado após-defeito = estado pré-defeito + estado defeito).

Os pressupostos que se deve ter em conta para a determinação das correntes de curto-circuito são os seguintes:

- A rede é equilibrada e simétrica, antes e após o defeito, as fontes geram sistemas trifásicos equilibradas de f.e.m., e o defeito é também simétrico, pelo que se pode fazer uma análise por fase;
- Assumir rede em vazio ou com tensão pré-defeito;
- Os parâmetros dos componentes são constantes, correspondendo ao período subtransitório.
- A simulação de defeito consiste na introdução de uma impedância de defeito  $\overline{Z_{def}}$  entre o nó de CC e a referência do circuito.

## 5.8.2. Modelos dos elementos da rede

### 5.8.2.1. Gerador síncrono

Quando ocorre um curto-circuito trifásico franco, com gerador síncrono rodando com a velocidade nominal em vazio, excitado com uma corrente constante de forma a apresentar aos seus terminais uma força eletromotriz, a tensão cai bruscamente para zero.

Como a energia magnética associada ao fluxo magnético girante no entreferro não pode anular-se de forma instantânea, o fluxo magnético bem como a f.e.m mantêm-se após o curto-circuito no seu valor inicial. Obtêm-se assim uma corrente de curto-circuito que corresponde ao fluxo ligado no estator limitada apenas pela reatância de dispersão dos enrolamentos e a reatância síncrona, a qual é substancialmente inferior [1].

Ocorre um efeito desmagnetizante desta corrente, que enfraquece o fluxo, contudo é compensado pelo efeito magnetizante da corrente do enrolamento de excitação.

A corrente de curto-circuito diminui com uma constante de tempo do enrolamento de excitação da ordem de cinco a dez segundos, pelo que este enrolamento possui resistência não nula, o que resulta no enfraquecimento do fluxo no entreferro e, conseqüentemente também da tensão do gerador.

Deste modo, a corrente no estator vai diminuir até atingir o seu valor em regime estacionário com a constante de tempo.

Quando ocorre um curto-circuito, a corrente induzida no enrolamento de excitação, estabelecem-se também correntes no enrolamento amortecedor, na qual origina um aumento substancial de corrente no estator, pelo que é limitado durante dois a três ciclos, devido a constante do tempo deste enrolamento ser bastante inferior à do enrolamento de excitação [1].

Nos instantes iniciais, a corrente total de curto-circuito pode ser quase dupla do valor máximo do termo forçado.

Verifica-se que os valores de reatância não permanecem inalterados durante o curto-circuito, ou seja, os geradores apresentam um comportamento diferenciado no que respeita à sua indutância interna em diferentes momentos do tempo.

Valores de reatância a considerar:

- Regime subtransitário: reactâncias subtransitórias  $X_d''$  (logo após o defeito ocorrer durante uma constante de tempo de 0,02 segundos a 0,05 segundos);
- Regime transitório: reactâncias transitórias  $X_d'$  (3 a 4 ciclos após o defeito o que corresponde uma constante de tempo de 0,05 segundos a 2 segundos);
- Regime permanente: reactâncias síncronas  $X_s$ .

A reatância subtransitória  $X_d''$  é inferior à reatância transitória  $X_d'$ , na qual permite calcular o valor eficaz do primeiro ciclo de corrente pelo quociente  $\frac{E}{X_d''}$ .

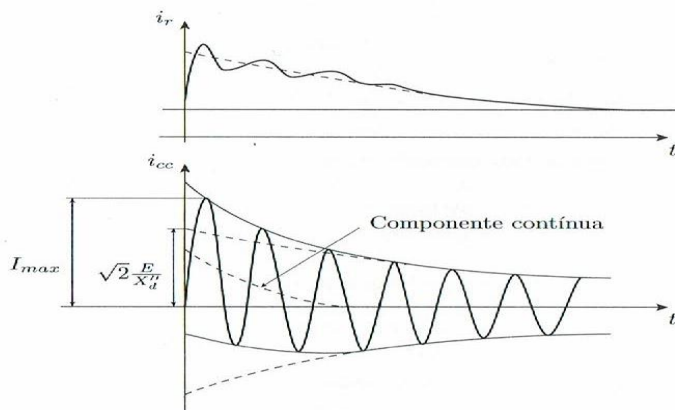


Figura 45 - Corrente de curto-circuito com componente contínua.

[Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistêmica*, IST Press, Abril 2005]

A componente de corrente contínua tem importância para a definição do poder de corte dos disjuntores, uma vez que estes têm de interromper a corrente total.

Pela figura 45, é possível verificar as correntes representadas no rotor e no estator quando ocorre um curto-circuito quando a componente contínua é máxima.

Para este caso a tensão passa por zero no momento de ocorrência do curto-circuito e por sua vez origina uma possível duplicação da corrente de pico em relação a corrente de curto-circuito inicial simétrica [1].

Contudo, observa-se uma assimetria em relação aos primeiros ciclos da corrente estatórica, a corrente de curto-circuito desaparece muito rapidamente.

A corrente contínua que transita no estator comporta-se como alternada em relação ao rotor, pelo que resulta no circuito de excitação uma f.e.m alternada, enquanto dura a componente contínua no estator, que dá origem a uma ondulação na corrente excitação.

O modelo da máquina síncrona para o cálculo de correntes de curto-circuito simétrico é representado na figura 46.

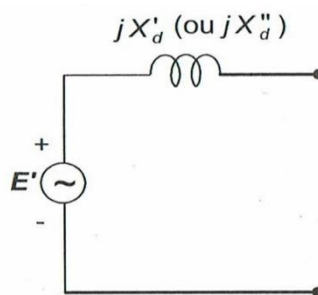


Figura 46 - Modelo de gerador síncrono.

[Fonte: Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistêmica*, IST Press]

Para este modelo teve-se em conta as seguintes observações:

- A resistência dos enrolamentos, bem como todas as componentes da corrente de curto-circuito são desprezadas;
- Considera-se um regime quase-estacionário pelo fato da componente da frequência fundamental decrescer exponencialmente, dado que a constante de tempo é de 50 ciclos;
- Verifica-se que para disjuntores rápidos, tipicamente usados na rede de transporte (1,5 a 2 ciclos é usado a reactância subtransitória, de forma a conduzir valores mais elevados da corrente de curto-circuito. Contudo, para disjuntores mais lentos (4 a 5 ciclos), usados na distribuição, é suficiente usar a reactância transitória;
- É usado a reactância subtransitória para determinar os esforços eletrodinâmicos provocados pela corrente de curto-circuito, uma vez que se pretende calcular o respetivo valor máximo.

### **5.8.2.2. Transformadores e linhas**

Em relação ao modelo do transformador é desprezado o ramo transversal correspondente à impedância de magnetização e mantêm-se o ramo longitudinal com a impedância de curto-circuito, na qual a resistência é ignorada para o cálculo das correntes de curto-circuito [1].

Caso a rede esteja em vazio no estado pré-efeito e mesmo que o transformador possua um comutador de tomadas, a relação de transformação do transformador é unitária.

Relativamente ao modelo das linhas, este modelo é idêntico ao modelo utilizado no trânsito de energia, isto é, é usado o esquema equivalente  $\pi$ .

É de salientar que a admitância transversal tem pouca influência, bem como a resistência, pelo que é desprezada em linhas de MAT, sem cometer erros significativos.

Contudo, é de notar que a resistência pode ser desprezada em MAT, mas não em linhas de média e baixa tensão, o que não é o caso da rede em estudo.

### **5.8.2.3. Cargas**

Para o cálculo das correntes de curto-circuito, as cargas são muitas vezes desprezadas, pelo fato de estas afetarem de forma pouco significativa o valor de corrente de curto-circuito [1].

Contudo é de notar que as impedâncias equivalentes das cargas são mais elevadas comparados com as impedâncias dos elementos da rede, pelo que estes elementos apresentam fortemente a componente reativa, enquanto as cargas exibem caracter resistivo dominante.

## **5.8.3. Resultados do cálculo das correntes de curto-circuito simétrico na rede AT**

Foi efetuado o cálculo das correntes de curto-circuito trifásicas simétricas em todos os barramentos da rede AT e as contribuições que os nós vizinhos têm nos nós onde ocorre o defeito, considerando a topologia da rede como MAT+AT.

Determinaram-se as impedâncias equivalentes de Thévenin vista do barramento onde ocorreu o defeito da rede AT., com o objetivo de calcular a potência de curto-circuito pela equação 1.63, uma vez que a potência é igual à corrente de curto-circuito.

Em seguida, obteve-se o perfil das correntes de curto-circuito para todos os barramentos, na qual se representa nas figuras 47, 48, 49 e 50 para a exploração da rede como aberta ou fechada.

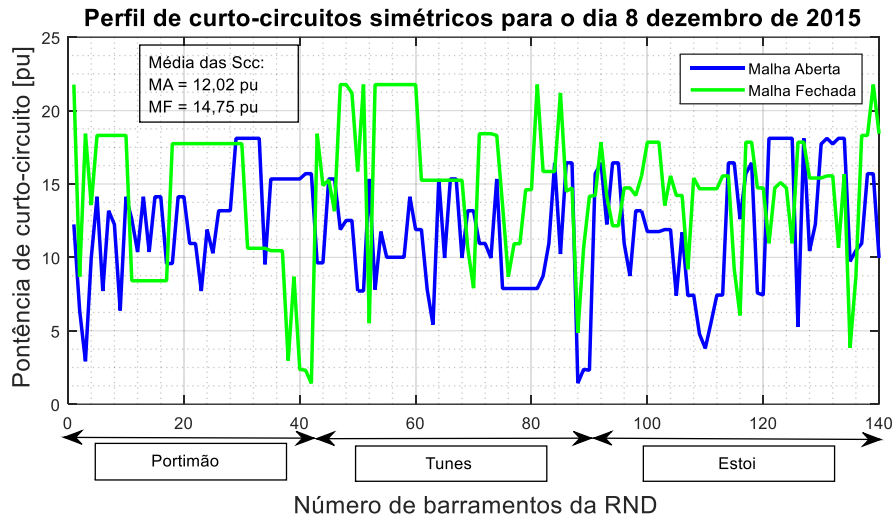


Figura 47 - Potências de curto-circuito para o dia 8 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.

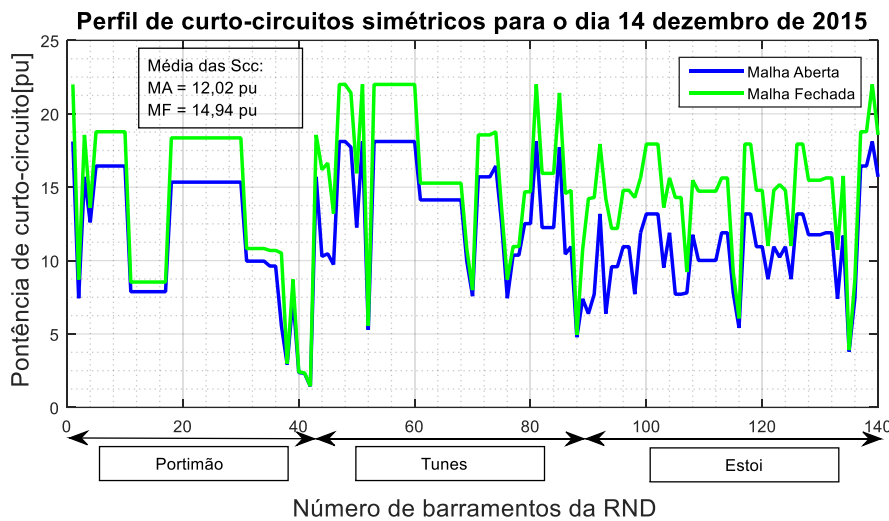


Figura 48 - Potências de curto-circuito para o dia 14 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.

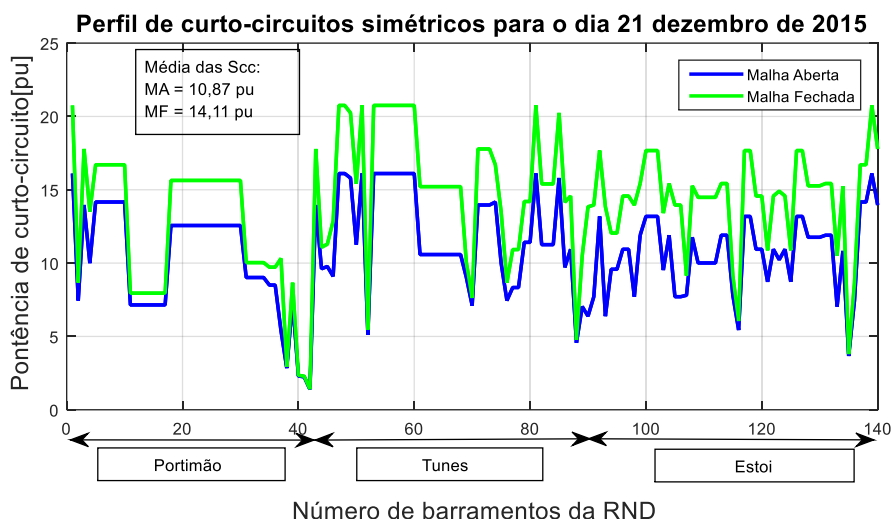


Figura 49 - Potências de curto-circuito para o dia 21 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.

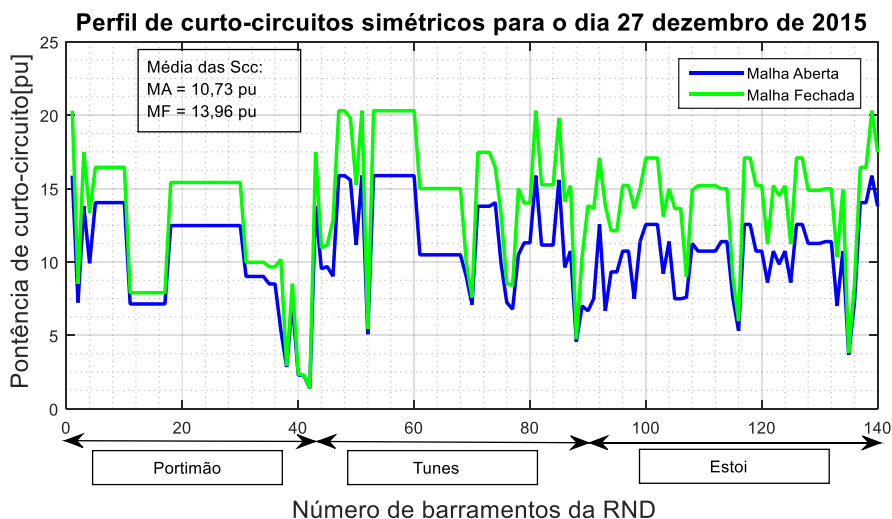


Figura 50 - potências de curto-circuito para o dia 27 de Dezembro, considerando a exploração da rede como aberta ou fechada.

De acordo com as tabelas 21,22,23 e 24 e com as figuras 47,48,19 e 50, comparando a exploração da rede em malhas abertas com em malhas fechadas, observa-se que desde o primeiro barramento até ao último, a potência de curto-circuito diminui com a distância à geração e aumenta com a distância ao consumo.

Tabela 21 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 8 de Dezembro.

### 1º Cenário

	Malhas abertas		Malhas fechadas	
	Icc (kA)	Scc (MVA)	Icc (kA)	Scc (MVA)
<b>Majorante</b>	15,62	1622,95	20,95	2177,15
<b>Minorante</b>	1,34	139,25	1,37	141,89

Tabela 22 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 14 de Dezembro.

## 2º Cenário

	Malhas abertas		Malhas fechadas	
	Icc (kA)	Sc (MVA)	Icc (kA)	Sc (MVA)
<b>Majorante</b>	17,43	1811,30	21,17	2200
<b>Minorante</b>	1,38	143,37	1,39	144,65

Tabela 23 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 21 de Dezembro.

## 3º Cenário

	Malhas abertas		Malhas fechadas	
	Icc (kA)	Sc (MVA)	Icc (kA)	Sc (MVA)
<b>Majorante</b>	15,50	1610,77	19,97	2075,19
<b>Minorante</b>	1,34	139,03	1,35	140,69

Tabela 24 - Corrente e potência de curto-circuito considerando a exploração da rede como aberta ou fechada para o dia 27 de Dezembro.

## 4º Cenário

	Malhas abertas		Malhas fechadas	
	Icc (kA)	Sc (MVA)	Icc (kA)	Sc (MVA)
<b>Majorante</b>	15,28	1587,93	19,53	2029,87
<b>Minorante</b>	1,34	139,03	1,35	140,77

A conclusão destes resultados deve-se ao fato de a impedância de Thévenin perto da geração ser inferior àquela que se encontra junto do consumo.

É de salientar que a rede ao ser explorada como fechada, a corrente de curto-circuito aumenta em relação à rede que é explorada como aberta, devido à impedância equivalente de Thévenin ser inferior. Ao ligarem-se os anéis entre as três zonas, estes anéis contribuem para a diminuição da impedância equivalente de Thévenin em relação à impedância equivalente verificada na exploração com as malhas abertas.

Verifica-se novamente pelas figuras 47,48,49 e 50 e pelas tabelas 21,22,23 e 24, que nenhuma corrente de curto-circuito trifásica é rejeitada devido as correntes de curto-circuito trifásica apresentadas na rede AT não terem ultrapassado o seu limite de 25 kA com a exploração da rede em malhas fechadas, deste modo, conclui-se que as correntes de curto-circuito trifásicas na rede de transporte também não atingem o seu limite de 31,5 kA.

---

# CAPÍTULO 6

---

## CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

*Neste capítulo são apresentadas as conclusões e os trabalhos futuros propostos para os estudos analisados.*

~



## 6. Conclusões e trabalhos futuros

### 6.1. Conclusões

Pretende-se com este trabalho analisar se a exploração em todas as malhas fechadas da rede AT na zona do Algarve poderão ser efetuadas.

Pelos resultados obtidos a nível de redução de perdas ativas em relação à exploração em malhas abertas verifica-se que não foram muito significativas e ainda no cenário do dia 27 de Dezembro as perdas aumentaram. No entanto, a rede AT para os cenários estudados, tem condições para operar caso ocorra uma contingência  $n-1$  na rede MAT, devido o valor de sobrecarga das linhas obtidas não ser superior ao valor do seu limite (100%). O fato de a rede AT conseguir operar em malhas fechadas sem que haja sobrecarga na rede quando ocorre uma determinada contingência  $n-1$  na rede MAT prevalece sobre as perdas ativas obtidas na rede.

Constatou-se ainda o aumento da continuidade de serviço da rede AT com a exploração em malhas fechadas, pois dependendo de algum incidente que possa ocorrer nas linhas, que interligam as subestações (Silves, Loulé, S. Brás de Alportel, Cimpor, Quarteira e Vilamoura B) ao injetor da REN localizado na zona onde estas são alimentadas, estas podem ser alimentadas pelos injetores de outras zonas, evitando assim a energia não fornecida na rede.

Para evitar a energia não fornecida é necessário entregar às subestações em estudo para o dia 8 de Dezembro (35,8 MW) para o dia 14 de Dezembro (35,8 MW) para o dia 21 de Dezembro (35,8 MW) e para o dia 27 de Dezembro (35,8 MW), deste modo leva a possibilidade de explorar a rede com todas as malhas fechadas.

No final da análise de dados foi comparado o impacto do valor da potência de curto-circuito para a exploração de malhas abertas ou fechadas.

O impacto da potência de curto-circuito é maior na exploração de malhas fechadas, resultando em menores quedas de tensão ao longo da rede, o que leva a um aumento das tensões nos barramentos da rede, ficando mais próximas dos valores limites de aceitabilidade de tensão (0,97 a 1,03).

Ao explorar a rede com as malhas fechadas entre as três zonas, estes anéis contribuem para a diminuição da impedância equivalente de Thévenin em relação à impedância equivalente verificada na exploração com as malhas abertas.

Pode-se ainda concluir que nenhuma corrente de curto-circuito trifásica é rejeitada devido as correntes de curto-circuito trifásica apresentadas na rede AT não terem ultrapassado o seu limite de 25 kA com a exploração da rede em malhas fechadas, logo as correntes de curto-circuito trifásicas verificadas na rede de transporte também não ultrapassam o seu limite de 31,5 kA.

## 6.2. Trabalhos Futuros

Relativamente a trabalhos futuros no âmbito desta temática, podem ser identificados alguns aspetos que poderão ser melhorados dada a experiência adquirida com este estudo.

Deste modo, as tensões e as perdas verificadas nos barramentos da rede AT com a rede explorada em malhas abertas ou fechadas poderiam ser melhoradas pela análise da melhor tomada que o transformador com regulação de tensão situado nos injetores da REN poderia ter para que a tensão no secundário do transformador fique o mais próximo possível dos 63 kV.

Caso não fosse possível com a melhor tomada obter os 63 kV no secundário do transformador com estas cargas, poder-se-ia ter em conta as seguintes soluções:

- Melhorar o fator de potência das cargas pela utilização das baterias de condensadores, sendo situadas em paralelo com estas;
- Aumentar a tensão do primário do transformador.

O impacto das potências de curto-circuito na rede com exploração em malhas fechadas leva à necessidade de um estudo sobre as características das proteções devido à diminuição da queda de tensão ao longo da rede, que poderia levar à substituição de algumas delas.

## Bibliografia

- [1] Sucena Paiva, J. P.; (2005), *Redes de Energia Elétrica: uma Análise Sistémica*, IST Press, Abril 2005.
- [2] REN; (2016), *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de dezembro de 2015*, Rede Elétrica Nacional, S.A., março de 2016.
- [3] EDP; (2016), *Caracterização das Redes de Distribuição a 31 de dezembro 2015*, EDP distribuição, março de 2016.
- [4] DGGE (2017); *Direção Geral de Energia e Geologia ;Caracterização Energética Nacional* , fevereiro de 2017
- [5] J. Nuno Fidalgo, Jean Sumaili Akilimali, "Análise e Selecção de Intervenções para Redução das Perdas nas Redes de Distribuição - Análise de perdas em redes MT", Projecto ASIRP, INESC Porto, Abril 2010
- [6] António Mamede dos Santos, Miguel Mamede dos Santos, —Geração Distribuída Versus Centralizada, disponível em : <http://www.ipv.pt/millennium/Millennium35> (Último acesso em 15/05/2016)
- [7] M. A. Matos, P. Melo, "Multiobjective reconfiguration for loss reduction and service restoration using simulated annealing", *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, vol., no., pp.213, 1999
- [8] R. A. Gallego, A. J. Monticelli, R. Romero, "Optimal capacitor placement in radial distribution networks", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.16, no.4, pp.630-637, Nov 2001
- [9] Carvalho, Pedro M. S., Correia, Pedro F., Ferreira, Luís A. F. M., *Distributed Reactive Power Generation for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, May 2008



---

# **ANEXO A**

---

DADOS DA REDE AT



## A.1 - Dados das linhas

Tabela 25 - Dados das linhas da rede AT.

De	NÓ 1	Para	NÓ 2	Estado das linhas	Comp. (m)	Line R (pu/m)	Line R (pu)	Line X (pu/m)	Line X (pu)	Charging B (puQ/m)	Charging B (puy/m)	Charging B (pu)	Rate típico (MVA)	Rate Verão (MVA)	Rate Inverno (MVA)	linha
<i>Confidencial</i>																







## A.5 - Linhas que constituem os anéis abertos

Tabela 29 - Linhas da rede AT que constituem os anéis abertos.

Estado da linha	Ligado	Desligado	
De	NÓ 1	Para	NÓ 2
<i>Confidencial</i>			



---

# **ANEXO B**

---

INTERLIGAÇÃO DA REDE MAT COM A REDE AT







---

# ANEXO C

---

DADOS DA REDE MAT



