

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



## Avaliação da Flexibilidade na Fronteira Transporte-Distribuição

Diogo Filipe Pinheiro Martins Barbosa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos  
Co-orientador: Doutor Jean Akilimali Sumaili

Setembro de 2015

© Diogo Filipe Pinheiro Martins Barbosa, 2015

A Dissertação intitulada

“Avaliação da Flexibilidade na Fronteira Transporte-Distribuição”

foi aprovada em provas realizadas em 23-10-2015

o júri



Presidente **Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos**  
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra



**Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Diogo Filipe Pinheiro Martins Barbosa

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

A introdução de geração renovável e distribuída nas redes de distribuição do Sistema Elétrico de Energia veio provocar alterações no comportamento do sistema. A geração renovável, por apresentar uma produção de energia com elevado grau de variabilidade, torna necessário recorrer a métodos estocásticos para estudar o comportamento do sistema e dados históricos para prever a produção da geração renovável nos locais onde se encontram instaladas, o que provoca na rede uma necessidade de controlo permanente por parte dos operadores da rede.

A rede de transporte é responsável pelo fornecimento de energia desde as unidades de geração até à interligação com as redes de distribuição, responsáveis pelo fornecimento dos consumidores e indústrias. Os operadores de cada uma das redes necessitam de estabelecer um compromisso de forma a que a produção seja realizada de forma eficaz sem comprometer o fornecimento de energia às cargas.

Esta dissertação foca-se na determinação da flexibilidade da potência ativa e reativa no barramento de interligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição, considerando as flexibilidades de carga e de geração na rede de distribuição. Um mapa de flexibilidade apresenta diferentes áreas de flexibilidade para diferentes valores de custo de ativação.

**Palavras-Chave:** Flexibilidade, Potência Ativa, Potência Reativa, Áreas de Flexibilidade, Custos de Ativação de Flexibilidade, Rede de Distribuição, Rede de Transporte.



# Abstract

*The introduction of renewable and distributed generation in the distribution networks of Electric Power Systems have raised changes in the behavior of the system. The renewable generation, by presenting an energy production with a high degree of variability makes it necessary to use stochastic methods to study the behavior of the system and historical data to be able to forecast the production of renewable generation in places where they are located, which causes a need for constant monitoring by system operators.*

*The transport network is responsible for supplying power from the generating units to the interconnection with the distribution network, responsible for providing consumers and industries. The operators of each network need to establish a compromise so that the production is carried out effectively without compromising the power supply to the loads.*

*Therefore, this dissertation focuses on the determination of flexibility in active and reactive power on interconnection bus between transmission network and distribution network. A flexibility map shows different flexibility areas for different values of activation cost.*

**Keywords:** *Flexibility, Active Power, Reactive Power, Flexibility Areas, Flexibility Activation Costs, Distribution Network, Transmission Network.*





# Agradecimentos

À minha família, pelo grande apoio e ajuda que me deram durante estes anos de estudante e particularmente durante a realização desta dissertação porque sem eles não seria possível concluir uma das fases mais importantes da minha vida. A família é o principal suporte de um indivíduo e sem ela não somos ninguém!

Ao meu Orientador, Professor Manuel Matos, por me ter possibilitado trabalhar neste tema.

Um agradecimento especial ao meu Co-Orientador, Doutor Jean Sumaili, pela disponibilidade e paciência que demonstrou ter comigo durante todo o período da dissertação. Apesar das diversas dificuldades que foram surgindo ao longo do desenvolvimento do trabalho, sempre demonstrou preocupação e total comprometimento para que o trabalho fosse bem realizado.

A todos os amigos que fiz durante esta enorme caminhada que é a vida de estudante universitário. Agradecer especialmente ao Pedro Eugénio, Pedro Lamego, Vitor Sousa, Nuno Pinto, Pedro Conde e Pedro Oliveira por todos os momentos, ensinamentos e apoio que sempre me deram ao longo destes meses e anos de faculdade e que vou guardar para a vida! Um muito obrigado, companheiros!

Diogo Barbosa



# Índice

Resumo .....	iv
Abstract .....	vi
Agradecimentos.....	viii
Índice .....	x
Lista de figuras.....	xii
Lista de tabelas .....	xiii
Abreviaturas .....	xv
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Motivação .....	2
1.3. Objetivos .....	2
1.4. Estrutura .....	3
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Estado de Arte .....	5
2.1. Introdução .....	5
2.2. Rede de Transporte .....	6
2.2.1 . Descrição das Redes de Transporte .....	6
2.3. Rede de Distribuição.....	8
2.3.1 . Descrição das redes de distribuição .....	8
2.4. SmartGrids e Flexibilidade .....	16
2.4.1 . Definição de SmartGrids .....	16
2.4.2 . Alterações nas redes de distribuição.....	17
2.4.3 . Flexibilidade .....	19
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>23</b>
3.1. Definição e Problemática .....	23
3.2. Formulação do Problema .....	24
3.3. Implementação.....	25
3.4. Desafios Computacionais.....	29
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>31</b>
Casos de Estudo e Resultados .....	31
4.1. Rede 1 .....	31
4.1.1 . Descrição da Rede.....	31

4.1.1.1 . Linhas .....	32
4.1.1.2 . Barramentos / Cargas .....	32
4.1.1.3 . Geração .....	33
4.1.1.4 . Custos .....	34
4.1.2 . Flexibilidade Considerada .....	34
4.1.2.1 . Barramentos / Cargas .....	35
4.1.2.2 . Geração .....	36
4.1.2.3 . Custos .....	37
4.1.3 . Resultados Obtidos.....	38
4.2. Rede 2 .....	39
4.2.1 . Descrição da rede .....	39
4.2.1.1 . Linhas .....	40
4.2.1.2 . Barramentos / Cargas .....	41
4.2.1.3 . Geração.....	41
4.2.1.4 . Custos .....	42
4.2.2 . Flexibilidade Considerada .....	42
4.2.2.1 . Barramentos/Cargas.....	42
4.2.2.2 . Geração.....	43
4.2.2.3 . Custos .....	45
4.2.3 . Resultados Obtidos.....	46
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>49</b>
Conclusões e Trabalhos Futuros.....	49
5.1. Conclusões .....	49
5.2. Trabalhos Futuros .....	50
<b>Anexo A .....</b>	<b>51</b>
A.1. Parâmetros dos barramentos da rede 2.....	51
A.2. Parâmetros das linhas da rede 2.....	54
<b>Referências .....</b>	<b>57</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Representação rede emalhada [6] .....	8
Figura 2.2 - Representação rede radial simples [6] .....	9
Figura 2.3 - Esquema rede distribuição jusante subestação AT/MT [5] .....	9
Figura 2.4 - Perfil de tensão utilizando os métodos de controlo [9] .....	14
Figura 2.5 - Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica [14] .....	15
Figura 2.6 - Funções oferecidas pelas redes inteligentes, SmartGrids. [15] .....	17
Figura 2.7 - Recursos da rede que fornecem flexibilidade operacional [24] .....	21
Figura 3.1 - Fluxograma que descreve a metodologia adotada para estudar a flexibilidade...	28
Figura 4.1 - Esquema da rede 1 .....	31
Figura 4.2 - Área de flexibilidade obtida sem custo de ativação de flexibilidade na rede 1 ...	38
Figura 4.3 - Área de flexibilidade obtida para os diferentes valores do custo de ativação de flexibilidade da rede 1 .....	39
Figura 4.4 - Esquema da rede 2 .....	40
Figura 4.5 - Área de flexibilidade obtida para os diferentes valores do custo de ativação de flexibilidade na rede 2 .....	47

# Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Tipos de geração distribuída numa rede de distribuição .....	11
Tabela 3.1 - Comparação entre os programas computacionais possíveis.....	29
Tabela 4.1 - Dados relativos às linhas presentes na rede 1 (p.u.).....	32
Tabela 4.2 - Dados referentes aos valores das cargas na rede 1.....	33
Tabela 4.3 - Geração presente inicialmente na rede 1 .....	34
Tabela 4.4 - Flexibilidade das cargas da rede 1 .....	35
Tabela 4.5 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir das cargas da rede 1 .....	35
Tabela 4.6 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer das cargas da rede 1 .....	36
Tabela 4.7 - Flexibilidade da geração na rede 1 .....	36
Tabela 4.8 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir da geração da rede 1.....	37
Tabela 4.9 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer da geração da rede 1.....	37
Tabela 4.10 - Custos de flexibilidade para a potência ativa definidos para cada barramento com geração ou carga da rede 1 .....	37
Tabela 4.11 - Custos de flexibilidade para a potência reativa definidos para cada barramento com geração ou carga da rede 1 .....	37
Tabela 4.12 - Sequência dos custos de ativação de flexibilidade utilizados na rede 1.....	38
Tabela 4.13 - Intervalo da potência ativa e reativa dos geradores antes da introdução da flexibilidade na rede 2.....	41
Tabela 4.14 - Flexibilidade das cargas da rede 2 .....	43
Tabela 4.15 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir das cargas da rede 2 .....	43
Tabela 4.16 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer das cargas da rede 2 .....	43

Tabela 4.17 - Flexibilidade da geração da rede 2.....	44
Tabela 4.18 - Valores definidos para as potências nos geradores eólicos que simulam a flexibilidade a subir da geração da rede 2.....	44
Tabela 4.19 - Valores definidos para as potências nos geradores eólicos que simulam a flexibilidade a descer da geração da rede 2.....	44
Tabela 4.20 - Intervalo de variação da potência ativa e reativa dos geradores síncronos da rede 2.....	45
Tabela 4.21 - Limites impostos às potências para os geradores síncronos presentes na rede 2.....	45
Tabela 4.22 - Barramentos onde se encontravam geradores antes da introdução da flexibilidade da rede 2.....	46
Tabela 4.23 - Sequência dos custos de ativação de flexibilidade utilizados na rede 2.....	46
Tabela A.1 - Valores que definem os parâmetros dos barramentos da rede 2.....	51
Tabela A.2 - Valores dos parâmetros que definem as linhas da rede 2.....	54

# Abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética):

DER	<i>Distributed Energy Resources</i> (Recursos Energéticos Distribuídos)
DN	<i>Distribution Network</i> (Rede de Distribuição)
DSO	<i>Distribution System Operator</i> (Operador da rede de Distribuição)
OLTC	<i>On Load Tap Charger</i> (Comutador)
OPF	<i>Optimal Power Flow</i> (Despacho Ótimo de Energia)
PF	<i>Power Flow</i> (Despacho de Energia)
RES	<i>Renewable Energy Sources</i> (Fontes de Energia Renovável)
TN	<i>Transmission Network</i> (Rede de Transmissão)
TSO	<i>Transmission System Operator</i> (Operador da rede de Transporte)





# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Enquadramento

As redes de energia elétrica apresentavam apenas um único sentido de potência, ou seja, a energia era produzida nas centrais convencionais, por exemplo centrais a carvão, e transportada por linhas de Muito Alta Tensão (MAT) até à subestação de interligação entre as redes, onde era posteriormente despachada para os diversos ramos da rede a jusante com presença de carga. A carga necessária a alimentar pela rede era de valor conhecido e com pequenas variações em cada período horário. Os operadores das redes tinham como função verificar se o processo de transporte da energia era satisfeito e sem qualquer perturbação.

Com o investimento em fontes de energia distribuída, as redes deixaram de ser exclusivamente unidireccionais, com o sentido do trânsito de potência apenas desde a produção até às cargas, e passaram a permitir a injeção de potência nos barramentos onde se encontram instalados estas fontes de energia. As principais fontes de energia distribuída que foram introduzidas nas redes foram: energia renovável (eólica e solar), equipamentos de armazenamento, redes isoladas para produção em auto-consumo e redes de controlo facilitado como é o caso das SmartGrids.

O principal requisito das fontes de energia renovável é a necessidade de injeção de toda a potência produzida na rede. Este duplo sentido de potência nos barramentos da rede provoca variações nas variáveis do sistema e conduz à necessidade de realizar novos despachos de energia com diferentes restrições.

Esta dissertação enquadra-se na necessidade de encontrar métodos que permitam ao operador da rede de distribuição, em compromisso com o operador da rede de transporte, avaliar o que acontece ao nível das potências no barramento de interligação entre as redes com introdução de energia distribuída.

## 1.2. Motivação

As energias renováveis têm adquirido um papel importante nos SEE. Pelo que se tem verificado ao longo dos últimos anos, a sua implementação será cada vez maior no mercado elétrico, levando à substituição das centrais convencionais na base dos diagramas de cargas.

A aposta em recursos de origem limpa é visível pelo investimento realizado por parte dos Estados em painéis fotovoltaicos, torres eólicas e barragens. Além de ser uma fonte de energia que não emite de gases poluentes para a atmosfera durante o processo de produção de energia, a matéria-prima utilizada é um recurso gratuito.

Relativamente aos custos de produção, as energias renováveis apresentam custos inferiores aos das centrais convencionais, pelos motivos apresentados anteriormente, tendo como desvantagem a não constância e imperscrutabilidade de produção, ou seja, podem existir períodos em que não seja possível produzir a quantidade necessária ou requisitada pelo sistema para colmatar desvios de carga. De forma a resolver este problema surgiram as fontes de energia distribuída, como é o caso do armazenamento (*storage*), capazes de armazenar energia nos períodos de maior produção e introduzi-la na rede nos períodos de maior consumo.

A introdução de recursos distribuídos nas redes de energia afeta as variáveis do sistema como é o caso da(s):

- Frequência
- Tensão nos barramentos onde se encontram ligadas
- Potências nos barramentos
- Potências nas linhas de transmissão

Estas alterações levam a que o operador da rede de distribuição tenha dificuldades em conhecer, em cada instante, os valores da potência ativa e reativa que terá de ser fornecida pelo operador da rede de transporte.

## 1.3. Objetivos

Tradicionalmente, as redes de transporte e distribuição são estudadas de forma separada. Na análise dos trânsitos de potências para as redes de transmissão, os sistemas de distribuição são tratados como equivalentes de cargas com as respetivas potências conhecidas enquanto que, no estudo do trânsito de potências das redes de distribuição, as redes de transmissão são tratadas como equivalentes de fontes de fornecimento de energia sendo a tensão das fontes conhecidas.

Este trabalho procura abordar a possibilidade de determinar áreas de flexibilidade entre a potência ativa e reativa no barramento de interligação de forma a estudar as possíveis variações do ponto atual de funcionamento do sistema tendo como parametrização custos aplicados ao sistema em caso de necessidade de alteração do valor das potências desse ponto, definidos como custos de ativação de flexibilidade. Recorrendo a simulações através do método OPF, procura-se que o operador da rede de distribuição, em conhecimento com o operador da rede de transporte, saiba previamente o custo mínimo necessário de forma a

ativar a flexibilidade no barramento de interligação, através da flexibilidade existente nos geradores e cargas contidos na rede de distribuição.

A utilização de diferentes tipos de geração (convencional e renovável) prende-se com o facto de se pretender aproximar os casos de estudo às redes existentes.

## **1.4. Estrutura**

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos, em que cada um deles trata dos seguintes temas:

- Capítulo 2, onde é feita uma abordagem ao tema desta dissertação procurando descrever os diferentes tipos de tecnologias existentes e as melhorias que cada uma destas apresenta para o estudo das redes de energia.
- Capítulo 3, é composto pela descrição da metodologia adotada no decorrer da dissertação para o estudo da flexibilidade das redes.
- Capítulo 4, onde são definidos e analisados os diferentes casos de estudo. Apresenta-se ainda os resultados obtidos das simulações realizadas, acompanhado de uma análise crítica.
- Capítulo 5, são expostas as conclusões de todo o trabalho desenvolvido bem como as perspectivas de desenvolvimento para melhoramento futuro.



# Capítulo 2

## Estado de Arte

### 2.1. Introdução

Com o crescente aumento da complexidade do Sistema Elétrico de Energia, quer na rede de distribuição quer na rede de transporte, é necessário procurar ferramentas que possibilitem uma melhor interação entre estes dois sistemas, de forma a tornar mais completa a informação que o operador da rede de distribuição fornece ao operador da rede de transporte possibilitando aumentar a eficiência e flexibilidade nas subestações de interligação.

A introdução de energia distribuída provocou alterações na realização dos despachos de energia antes e durante o funcionamento das redes. Estas alterações deram-se ao nível dos diversos parâmetros e variáveis do sistema. As principais alterações ocorreram ao nível dos barramentos onde se encontram conectados este tipo de geração, provocando alterações nos trânsitos de potências.

A energia distribuída pode ser incorporada nas redes de distribuição em qualquer ponto da rede, sendo mais utilizado ao nível da Alta e Média Tensão de forma a possibilitar um melhor controlo da potência e entrar em serviço para compensar desvios de potência sem utilização de unidades de geração mais dispendiosas.

Outro fator que contribuí para o aparecimento da variabilidade nos sistemas de energia prende-se com o aparecimento de redes de auto-consumo ou veículos elétricos. As redes de auto-consumo permitem ao consumidor final instalar em sua habitação um sistema isolado de geração de energia, com ou sem necessidade de estar conectada à rede elétrica, o que permite uma redução da potência total instalada mas obriga a um estudo mais pormenorizado da potência que cada carga solicita à rede.

Em suma, será demonstrado neste capítulo como são, em norma, constituídas as redes de Transporte e Distribuição e posteriormente, demonstrado a que alterações foram sujeitas as redes com a introdução de geração distribuída (painéis fotovoltaicos, armazenamento, pequenas centrais hidroelétricas e geradores síncronos) e sistemas independentes como é o caso dos veículos elétricos e redes isoladas.

## 2.2. Rede de Transporte

### 2.2.1. Descrição das Redes de Transporte

As redes de Transporte, também denominadas redes de Muito Alta Tensão, caracterizam-se por apresentarem elevados valores de tensão normalmente superiores a 120kV. Por exemplo em Portugal Continental, a rede de Transporte é maioritariamente explorada em linha aérea com valores de tensão de 400kV, 220kV e 150kV, existindo alguns troços explorados em cabo subterrâneo com valores de tensão de 220kV e 150kV. São dimensionadas para o transporte de energia desde os postos de produção (ex: centrais a carvão, centrais a gás, ...) até às subestações que estabelecem a ligação com a rede de distribuição. As redes de transporte podem ainda estar interligadas a redes de transporte vizinhas de modo a permitir trocas de energia, sendo úteis para a segurança dos sistemas elétricos e para o fornecimento de energia aos consumidores finais das duas áreas de ligação.

O crescimento do consumo de energia elétrica obriga ao aumento do nível de produção por parte das centrais elétricas e a necessidade de garantir uma maior fiabilidade, através da redução das perdas nas linhas de transmissão e o aumento da qualidade da potência entregue, o que permite a utilização de unidades de geração independentes para os sistemas com processos que requerem um fornecimento contínuo e fiável [1].

A introdução de geração renovável e o aumento das trocas de energia trans-fronteiriças, devido à liberalização dos mercados de energia, provocou alterações na utilização das redes de transporte de energia em muitos países. Como consequência, os despachos realizados para as unidades de geração e linhas de transmissão de longa distância sofreram alterações. É então possível realizar compensações de potência a jusante através do excedente de produção de sistemas elétricos vizinhos, sem necessidade de recorrer à entrada em serviço de novas centrais.

A requisição de potência a sistemas elétricos vizinhos é limitada e obriga a um planeamento da potência máxima permitida nas linhas de transmissão mais completo.

Uma vez que este processo de planeamento utilizado nas redes de transporte é o critério (n-1) para todos os cenários de utilização, apenas é possível uma avaliação qualitativa, o que torna difícil quantificar a qualidade da potência nas redes de transmissão. As consequências da tomada de decisão não razoáveis é um aumento do custo do sistema. Contudo, este aumento implica obrigatoriamente uma melhoria da qualidade da rede de transmissão [2].

A principal obrigação das redes de energia é atender às múltiplas exigências dos seus utilizadores. Os utilizadores das redes de transmissão são as redes de distribuição, analisadas no capítulo seguinte, indústrias, centrais elétricas e parques eólicos.

Os principais requisitos dos utilizadores das redes de transmissão são:

- Disponibilidade das suas estações de transmissão
- Frequência
- Estabilidade de tensão
- Capacidade suficiente de transporte de modo a evitar restrições na comercialização da energia elétrica.

Estes requisitos são alcançados se não for comprometida a segurança da rede de transmissão. Isto significa que a rede resiste a uma quebra substancial em termos de segurança através de uma interrupção de um circuito nas linhas, uma avaria num transformador, à saída de serviço de uma linha sem ocorrer uma violação dos limites de tensão e corrente estipulados [2].

A realização dos despachos de potência nas redes de energia são, tradicionalmente, realizados de forma independente, ou seja, um despacho para a rede de transporte sem inclusão da rede de distribuição a jusante e outro realizado para a rede de distribuição sem ter em conta a rede de transporte a montante. Com a introdução da geração ao nível das redes de transporte e distribuição, surgiu a necessidade de realizar novos estudos o que levou à criação de novos métodos para encontrar soluções eficazes de modo a reduzir os efeitos da variabilidade causada pela geração renovável e as diferenças existentes nos parâmetros que constituem cada rede, desde os pontos de produção até aos pontos de consumo facilitando a comunicação entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição. Um dos métodos estudados é a realização de um despacho de energia conjunto entre as redes de transporte e distribuição.

De seguida serão apresentados alguns problemas recorrentes da análise das redes de transporte e distribuição de forma separada (método tradicional) [3]:

- A característica da carga estática equivalente num sistema de transmissão está implicada em equações de fluxo de energia dos sistemas de distribuição.
- Não se verifica sempre uma referência comum para os ângulos de tensão nos nós de raiz dos diferentes *feeders* das redes de distribuição.
- É difícil implementar uma coordenação otimizada entre as redes de transmissão e distribuição dos recursos controláveis, o que prejudica a segurança e a economia do sistema global. Um exemplo é que, para a rede de transmissão, a análise da estabilidade da tensão pode não ser assegurada caso a operação do comutador (OLTC) instalado no sistema de distribuição seja ignorado aquando da realização da modelação da carga constante.

Tal como referido anteriormente, para se realizar o despacho de potência da rede de transmissão, o sistema de distribuição é tratado como um equivalente de cargas. A conexão de geração distribuída à rede de distribuição provoca variações na carga vista da rede de transporte o que provoca uma variação ao nível da tensão no transformador de interligação. Quando o valor da carga sobe a tensão desce e vice-versa. De forma a realizar a compensação da tensão e obrigar a que esta se mantenha no intervalo estipulado, é necessário implementar comutadores OLTC no transformador de interligação. O OLTC fica por isso responsável por fazer variar o valor do *ratio* do transformador em intervalos pré-definidos e desse modo alterar o valor da tensão no secundário do transformador [4].



## 2.3. Rede de Distribuição

### 2.3.1. Descrição das redes de distribuição

As redes de distribuição estão divididas, consoante o nível de tensão, em:

- Rede de Alta Tensão (AT)
- Rede de Média Tensão (MT)
- Rede de Baixa Tensão (BT)

Cada nível de tensão compreende os seguintes valores de tensão nominal:

- Alta Tensão (AT) - 60 kV
- Média Tensão (MT) - 15kV / 30kV
- Baixa Tensão (BT) - 230V (tensão simples) / 400V (tensão composta)

Relativamente à topologia das redes de distribuição, estas podem ser do tipo emalhadadas ou radiais.

Regra geral,

- Redes de Alta Tensão apresentam topologia radial.
- Redes de Média Tensão apresentam topologia emalhadada exploradas em anel aberto.
- Redes de Baixa Tensão apresentam topologia radial.

A rede emalhadada explorada em anel aberto é dotada de duas ou mais linhas de alimentação, o que possibilita o fornecimento de energia aos consumidores através de caminhos distintos. Apenas um dos caminhos é utilizado para alimentação das cargas, sendo o outro somente utilizado no caso da ocorrência de defeitos ou reparação dos componente da rede [5].

Na Figura 2.1 está representada uma rede emalhadada.

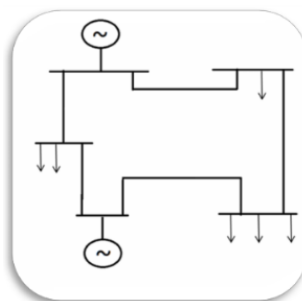


Figura 2.1 - Representação rede emalhadada [6]

A representação da rede emalhadada presente na Figura 2.1 é o esquema tipo de construção das redes de distribuição, sendo que no regime de operação, por exemplo em Portugal Continental, um dos ramos da rede permanece sempre em aberto de forma a permitir um

caminho alternativo em caso de avaria ou atuação das proteções de segurança garantindo maior fiabilidade à rede.

A rede radial, também denominada rede em antena, apresenta uma disposição arborescente. Caracteriza-se por possuir apenas uma única linha de alimentação aos consumidores o que condiciona a realimentação dos mesmos em caso de ocorrência de defeitos na rede [5].

Na Figura 2.2 é possível verificar um exemplo da representação de uma rede radial simples.

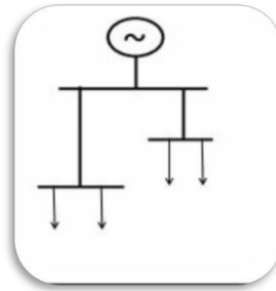


Figura 2.2 - Representação rede radial simples [6]

Na Figura 2.3 é possível verificar como se encontra caracterizada a rede de distribuição com a combinação dos dois tipos de sistemas acima descritos.

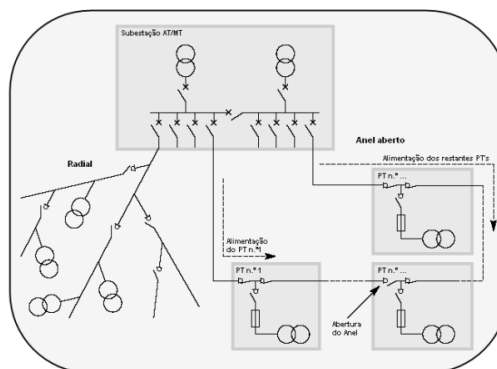


Figura 2.3 - Esquema rede distribuição jusante subestação AT/MT [5]

Após a demonstração da topologia que caracteriza as redes de distribuição, é necessário perceber como são constituídas as redes e como se realiza o escalonamento das unidades de geração presentes na rede de forma a alimentar a totalidade das cargas. Um sistema de energia é, na sua maioria, constituído pelos seguintes componentes:

- Linhas de Transmissão
- Cargas (Consumidores finais, indústrias,...)
- Barramentos
- Transformadores
- Unidades de Geração
- Unidades de Armazenamento

Para realizar o escalonamento das unidades de geração é necessário atender à principal restrição dos sistemas elétricos de energia, equação 2.1, onde se pretende que a carga total

instalada no sistema seja satisfeita. Para isso, a potência total gerada pelas unidades de produção deve ser igual ao valor total das cargas acrescido do valor das perdas existentes em todos os componentes da rede. Só assim é possível garantir que, em qualquer sistema de energia, existe capacidade de alimentação da carga.

$$\sum_{i=1}^{ng} u_i \times P_{Gi} + \sum_{i=1}^{ng} u_i \times Q_{Gi} = \sum_{j=1}^{np} u_j \times P_{Cj} + \sum_{j=1}^{np} u_j \times Q_{Cj} + \sum \text{perdas} \quad (2.1)$$

Sendo,

- $u_i, u_j$  - modo de funcionamento das unidades de geração. O seu valor pode ser zero (0) no caso da unidade geração ou carga estar desligada da rede ou um (1) no caso da unidade de geração ou carga estar ligada à rede.
- $P_{Gi}$  - a potência ativa gerada por cada unidade de geração presente no sistema.
- $Q_{Gi}$  - a potência reativa gerada por cada unidade de geração presente no sistema.
- $P_{Cj}$  - a potência ativa consumida por cada carga presente no sistema.
- $Q_{Cj}$  - a potência reativa consumida por cada carga presente no sistema.
- $\text{perdas}$  - valor das perdas existentes nos diversos componentes do sistema (linhas, transformadores, barramentos, ...).
- $ng$  - número total de geradores presentes na rede.
- $np$  - número total de cargas existentes na rede.

Analisando agora as alterações causadas pela presença de uma perturbação na rede, é possível verificar quais as variáveis que imediatamente sofrem alterações nos seus valores nominais. Sendo elas:

- **Potência ativa** que os geradores fornecem à rede de modo a satisfazer a carga, tendo em consideração a restrição dos limites máximos e mínimos suportados pelas linhas de transmissão.
- **Potência reativa** que é injetada ou absorvida pelos geradores e baterias de condensadores consoante a necessidade de controlo de tensão nos barramentos.
- **Tensão nos barramentos.** É necessário garantir que a tensão na rede não ultrapasse um intervalo estipulado de forma a que se mantenha a estabilidade da rede no regime normal de operação. Esse intervalo típico é definido para valores entre 0.95 p.u. e 1.05 p.u..
- **Correntes nos ramos.** O valor das correntes nos diversos ramos da rede não deve exceder o valor máximo admissível definido para cada ramo. Uma linha de transmissão que seja operada acima do limite máximo durante um longo período de tempo apresenta a sua integridade condicionada, o que pode obrigar à necessidade de a colocar fora de serviço de modo a não afetar os restantes componentes da rede. Esta obrigação pode provocar congestionamentos no fornecimento de energia às cargas e consequentemente obrigar a um aumento dos custos do sistema através do investimento em reparação ou aquisição de novas linhas de transmissão.

### 2.3.2. Introdução de geração distribuída ou renovável nas redes de distribuição

O conceito de geração distribuída não é, atualmente, consensual. Uma definição, admitida como correta, é definir a geração distribuída como a produção de energia em pequena escala, localizada próximo dos consumidores, ligada à rede ou isolada desta. Outra definição, também válida, é de que se trata de uma fonte de energia conectada diretamente à rede de distribuição ou ao contador das instalações do consumidor final [7].

As redes de distribuição foram durante muitos anos unidireccionais, ou seja, apenas existia circulação de potência desde a subestação de interligação até às cargas. Após o surgimento e implementação da geração distribuída, as redes de energia elétrica passaram a ser analisadas de forma bi-direccional, ou seja, ocorreu a injeção de potência por parte deste tipo de unidades nos barramentos onde se encontram conectadas. Este duplo sentido de potência nas linhas e barramentos tornou o sistema de análise das redes mais complexo e obrigou à criação de um maior número de restrições nos parâmetros e variáveis das redes, provocando o surgimento de novos métodos de análise. Estes métodos podiam ser determinísticos ou probabilísticos e tinham como principal necessidade o estudo do sistema de forma contínua, ou seja, deveriam ser capazes de analisar e representar a rede em tempo real ao operador.

Existem diferentes tipos de geração distribuída. Estes podem ser divididos de diferentes formas, sendo a mais atual, relativamente à sua capacidade de injeção de potência na rede e tipo de gerador utilizado [7].

Na Tabela 2.1 é possível verificar os diferentes tipos de geração distribuída ou renovável presentes nas redes de distribuição.

Tabela 2.1 - Tipos de geração distribuída numa rede de distribuição

Tipos de GD	Tipo de injeção de energia	FP	Exemplo
1	Potência ativa e reativa	$0 < FP_{GD} < 1$	Gerador Síncrono
2	Potência ativa com consumo de potência reativa	$0 < FP_{GD} < 1$	Gerador Eólico
3	Apenas potência ativa	$FP_{GD} = 1$	Energia fotovoltaica, microturbinas e células de combustível com interface de eletrónica de potência
4	Apenas potência reativa	$FP_{GD} = 0$	Compensador Síncrono

Pela análise da tabela anterior é possível verificar que os geradores convencionais, geradores síncronos, permitem a injeção de potência ativa e reativa no sistema com fator de potência variável entre 0 e 1.

O fator de potência de um sistema a operar em corrente alternada (CA) é definido como a razão entre a potência ativa ou real e a potência aparente ou total e permite como intervalo de variação apenas valores entre zero (0) e um (1). Pode ser do tipo indutivo ou capacitivo dependendo do tipo de cargas que se encontram conectadas à rede. Quando uma carga é puramente resistiva, a tensão e a corrente encontram-se em fase, ou seja, mudam a sua polaridade no mesmo instante em cada ciclo. Quando a carga é reativa, ou seja, encontram-se conectados à rede elementos como baterias de condensadores ou bobines (indutores), o

armazenamento de energia nessas cargas resulta em diferença de fase entre a tensão e corrente. Essa energia armazenada como retorna à fonte e não produz trabalho útil, baixos fatores de potência implicam grandes valores de corrente a circular no sistema relativamente a sistemas com alto fator de potência.

Quando é igual a zero (0), significa que o fluxo de energia é inteiramente reativo e a energia armazenada é devolvida na totalidade à fonte em cada ciclo. Quando o fator de potência é 1, toda a energia produzida pela fonte é consumida pela carga.

No caso da utilização de geradores de origem renovável, como é o caso dos geradores eólicos e geradores de fotovoltaicos, o tipo de injeção de potência pode variar. Os dois casos permitem apenas a injeção de potência ativa, sendo o gerador eólico capaz de absorver potência reativa de forma a, à semelhança dos geradores síncronos, realizar o controlo de tensão no barramento onde se encontram ligados em caso de ocorrência de variações repentinas de tensão provocados, por exemplo, pela ligação do gerador à rede [7].

Relativamente ao fator de potência, o gerador eólico permite variar entre 0 e 1, equiparando-se aos geradores convencionais, enquanto que os fotovoltaicos têm um fator de potência sempre igual a 1.

Já referente ao compensador síncrono, a não capacidade de fornecer potência ativa ao sistema torna-o um elemento passivo, apenas com o objetivo de controlar a tensão nos barramentos, semelhante a baterias de condensadores. Posto isto, o fator de potência deste tipo de geradores é igual a zero (unicamente reativo).

### **2.3.3. Alterações causadas pela introdução de geração distribuída ou renovável**

A introdução de geração distribuída em larga escala provocou o aparecimento de variabilidade na geração bem como alterações nas diversas variáveis que constituem o sistema elétrico. Este facto obriga à necessidade de investimento a nível técnico e económico nas redes de distribuição de larga escala [8].

As variações das fontes de energia distribuídas dependem da dimensão da rede em que se encontram ligadas e das condições do local onde se encontram instaladas [8]. A produção de energia eólica é fortemente condicionada pela quantidade e qualidade de vento do local onde se encontra instalado o parque eólico, de forma a que seja possível o movimento constante das pás das torres eólicas. Por outro lado, a energia solar está dependente da incidência de radiação direta no local de instalação dos painéis fotovoltaicos de forma a permitir uma produção constante de energia elétrica.

De forma a colmatar a variabilidade introduzida pela introdução de fontes de energia distribuída (DER), surgiram estudos sobre os benefícios da aplicação de dispositivos de armazenamento de energia.

Existe um grande número de tecnologias de armazenamento que podem ser utilizadas em redes de distribuição, sendo as mais usuais:

- Armazenamento através de água bombeada (PHS)
- Armazenamento por ar comprimido (CAES)
- Baterias
- Armazenamento por supercondutores magnéticos (SMES)

- Armazenamento por hidrogénio
- Condensadores e Supercondensadores

Estes sistemas obrigam ao aparecimento de novas restrições durante o planeamento e operação dos despachos de energia das redes. A presença de geração distribuída pode provocar desníveis de tensão nos barramentos onde se encontram conectados, o que leva à necessidade da criação de medidas de controlo [9].

As medidas usadas para o controlo de tensão são:

- **Injeção de potência reativa**
- **Controlo do fator de potência**, que obriga o ratio P/Q se mantenha praticamente constante, ou seja, qualquer alteração que ocorra ao nível da potência reativa deve-se verificar na mesma proporção na potência ativa.

Caso não sejam cumpridas as anteriores medidas de controlo de tensão é previsível que o comportamento do sistema seja afetado, causando desvios de tensão acima ou abaixo dos limites estipulados como aceitáveis para a tensão na rede. Estes desvios de tensão fora dos limites afetam o normal funcionamento dos sistemas e comprometem a alimentação das cargas, provocando congestionamentos ao nível das linhas de transmissão.

A realização da regulação dos perfis de tensão nos barramentos com geração distribuída, ocorre através da injeção ou absorção de potência reativa pelos recursos de energia distribuídos (DER) presentes no sistema. De acordo com a referência [9] podem ser utilizados três métodos no controlo eficaz dos perfis de tensão dos barramentos da rede:

- Redução da potência ativa quando a tensão ultrapassa determinados limites impostos como padrões. A redução necessária é calculada através dos coeficientes de sensibilidade da potência ativa.
- Redução da potência ativa somente quando a potência reativa atinge os limites impostos pela curva de capacidade do gerador ou os limites impostos pelo fator de potência.
- Controlo Coordenado. Neste método não se torna necessário uma redução da potência ativa para obedecer às restrições da tensão.

Os principais requisitos do Controlo Coordenado são [10]:

- Manter a tensão dentro dos limites estipulados
- Controlo dos transformadores e linhas
- Minimização das perdas de potência ativa
- Minimização das perdas de potência reativa
- Controlo do fator de potência

Quando a potência reativa atinge o limite das curvas de capacidade dos geradores, em contraste com os anteriores, este método retira proveito da potência reativa disponível em outros geradores para regular a tensão.

Na Figura 2.4 é possível verificar os resultados obtidos, numa rede experimental estudada na referência [9], utilizando os três métodos atrás enunciados para o controlo de tensão no

barramento 54, o qual apresentava o maior desvio de tensão relativamente ao valor máximo permitido.

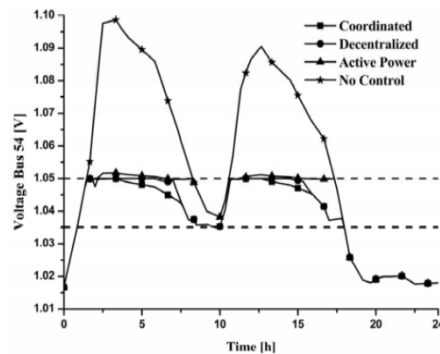


Figura 2.4 - Perfil de tensão utilizando os métodos de controlo [9]

Da análise da Figura 2.4 verifica-se que, com a introdução dos métodos de controlo, os perfis de tensão foram normalizados, ou seja, após a introdução de geração distribuída foi possível controlar a tensão de forma a que esta se mantenha dentro dos limites definidos como aceitáveis e não causar perturbações nos restantes parâmetros e barramentos da rede.

A ligação de geração distribuída às redes de distribuição não afeta simplesmente os perfis de tensão dos barramentos mas também a estabilidade dos sistemas de potência quer ao nível da nível do ângulo, da frequência e da qualidade da potência [11].

A qualidade da potência torna-se um fator real com o significativo aumento da utilização da geração distribuída que recorre a eletrónica de potência. Dependendo da tecnologia de conversão e da natureza das fontes de energia distribuída (DER) [12]:

- fotovoltaicas
- turbinas a vento
- células fuel
- turbinas de gás de pequena escala
- motores de combustão interna

A geração distribuída pode ser conectada à rede direta ou indiretamente recorrendo a conversores DC/AC.

A ligação de geradores está regulamentada e varia consoante o tipo de geradores que se encontram conectados ao barramento com geração distribuída.

Os geradores síncronos, aquando da ligação à rede, devem obedecer, regra geral, a que não sejam ultrapassadas variações de tensão superiores a 4% admitidos pelo *Regulamento de Qualidade de Energia de Média Tensão*. Para centrais de maior potência, com potência nominal aparente superior a 1,5MVA,  $S_n > 1,5MVA$ , é necessário a imposição da automatização do processo de sincronização, de forma a que seja possível garantir a qualidade da tensão para os consumidores e para a rede, mas sobretudo para os geradores da instalação de produção [13].

A ligação de uma máquina assíncrona à rede pode ser realizada de diferentes formas:

- **Máquina assíncrona não excitada** que pode provocar o aparecimento de correntes de ligação com amplitudes 6 ou mais vezes superiores à corrente nominal do sistema [13].

- **Máquina a rodar a uma velocidade na ordem da correspondente ao escorregamento crítico**, ou seja, a corrente de ligação será cerca de 3 vezes superior à nominal do sistema [13].

No atual regulamento das redes de distribuição não se verificam restrições específicas para a conexão de geração assíncrona, porém, é aconselhado que a variação de tensão provocada pela ligação destas unidades de geração não exceda os 3% no barramento de ligação [13].

A presença de geradores que utilizam conversores pode provocar o aparecimento de harmónicos devido à ligação e desligação destes, o que provoca a injeção de correntes não-sinusoidais que contribuem para a distorção dos parâmetros da rede.

As especificações de ligação à rede dos sistemas de produção cuja interface é realizada por conversores eletrónicos dependem do tipo de inversores utilizados:

- **Inversores de comutação forçada**, capazes de produzir tensão mesmo na ausência de ligação à rede, e se a ligação for efetuada com tensão prévia no inversor, ou seja, se os inversores forem dimensionados para funcionarem como fontes de tensão deverão cumprir-se os requisitos dos geradores síncronos relativamente à diferença de fase, frequência e amplitude de tensão existente antes da ligação [13].
- **Inversores de comutação pela rede**, incapazes de produzir tensão [13].
- **Inversores de comutação forçada sem tensão própria prévia**, isto é, projetados para funcionarem como fontes de corrente, deverão cumprir-se os regulamentos de que a variação de tensão no ponto de interligação não deverá ultrapassar os 3% provocado por eventuais correntes transitórias aquando da ligação [13].

Na Figura 2.5 é possível verificar, a título de exemplo, como é realizada a ligação de geração renovável (fotovoltaica) à rede de distribuição utilizando inversores de eletrónica de potência.

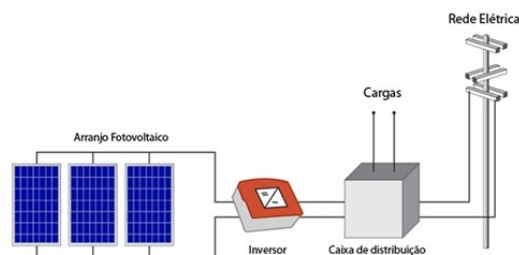


Figura 2.5 - Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica [14]

A potência reativa é produzida através de condensadores presentes no filtro inversor da rede e praticamente constante, o que obriga a que, o nó onde está presente a fonte de energia renovável seja visto como nó PQ com potência negativa. De forma a ser possível isolar o impacto da flutuação da tensão causado pela introdução de um sistema fotovoltaico, as cargas são assumidas como constantes durante todo o período de cálculo.

A falta de produção constante deste tipo de fontes de energia deve-se a situações externas ao sistema. A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos pode diminuir de forma drástica, na ordem dos 60%, num curto período de tempo [11].



No caso das redes de distribuição de grande dimensão e complexidade, com elevada penetração de produção renovável, a variação de tensão sentida nos barramentos de ligação pode atingir valores suficientemente elevados para que seja necessário recorrer à reserva girante ou à flexibilidade dos geradores presentes no sistema de forma a permitir o controlo e estabilização do sistema.

Do ponto de vista das cargas, o comportamento destas numa rede de distribuição pode apresentar diferentes características. Estas podem ser cargas de impedância constante, cargas de corrente constante ou cargas de potência constante. Por este motivo é necessário realizar um minucioso estudo do impacto, para a rede de distribuição, da ligação de geração distribuída com os diferentes tipos de cargas que possam existir nos barramentos.

Outra característica a ter em conta, e de grande importância, é a resposta da rede relativamente ao aparecimento de curto-circuitos. É, por isso, necessário verificar se as proteções existentes na rede, antes da introdução de geração distribuída, permanecem bem dimensionadas e com capacidade de operação contínua e eficaz, garantindo a seletividade e fiabilidade desta.

## 2.4. SmartGrids e Flexibilidade

### 2.4.1. Definição de SmartGrids

Uma rede inteligente, SmartGrid, é um sistema capaz de aceder ao seu estado em tempo real, prevendo o seu comportamento, adaptando-se ao meio em que se encontra, capaz de controlar as fontes de energia distribuídas (DER) e responder à procura por parte das cargas [15].

A introdução de recursos de energia distribuídos (DER), pequenas fontes de energia e/ou armazenamento, é problemático para a rede de distribuição caso estejam presentes em larga escala. Para pequenos níveis de penetração, cerca de 15% do pico da procura, estes não apresentam grande problema no esquema da rede devido a apresentarem a sua própria proteção no ponto de interligação [16].

As SmartGrids devem apresentar como requisitos principais a flexibilidade, a eficiência, a confiabilidade, a inteligência e a integração [17].

Devem ser **flexíveis** pois utilizam fontes de energia controláveis ao longo da rede.

**Inteligentes** pois devem ser dotadas de proteção, controlabilidade, informação e tecnologias de comunicação rápidas e com menores perdas na transmissão.

**Eficientes** pois promovem o consumo de menores quantidades de energia da empresa concessionária, garantindo a mesma ou melhor qualidade de serviço aos seus consumidores. A qualidade de serviço traduz-se por uma redução dos custos do sistema e redução das emissões de carbono.

Serem **confiáveis** de modo a que sejam capazes de detetar, com elevada precisão, quais os ativos da rede que estão em falha ou declínio, identificá-los, e comunicar sem falhas à entidade concessionária, de forma a que seja possível a sua reparação ou substituição antes da ocorrência de novas interrupções no fornecimento de energia.

Por fim, devem ser **integáveis**, ou seja, as leituras realizadas por parte de um medidor inteligente deve conseguir comunicar com o sistema de gestão presente no consumidor final. Para que esta integração seja bem sucedida é necessária ligação à rede elétrica.

### 2.4.2. Alterações nas redes de distribuição

Uma rede tradicional inclui geração de potência centralizada. As SmartGrids incluem geração centralizada e distribuída através de fontes de energia renovável. Integram a geração distribuída e as fontes de energia ativas (geração, cargas e armazenamento) dentro dos mercados de energia e sistemas de potência [17].

Uma rede de distribuição com elevados níveis de penetração de fontes de energia distribuída (DER), automação distribuída (DA) e infraestruturas de medição avançada(AMI) está sujeita a implicações para o esquema da rede. As SmartGrids tratam estas implicações como restrições globais da rede e não como problemas independentes. A rede será operada de forma radial para respeitar a rede de transporte e não-radial de forma a respeitar as DER presentes [16].

A principal característica das SmartGrids será a resposta rápida à procura. A utilização de mecanismos autónomos integrados na rede, com duplo sentido de fluxo de energia, possibilita uma melhor monitorização dos diversos parâmetros desta: frequência, tensão, corrente e fluxos de potência em tempo real. Na Figura 2.6 estão demonstradas as principais funções que uma rede inteligente, SmartGrid, oferece aos sistemas de distribuição.

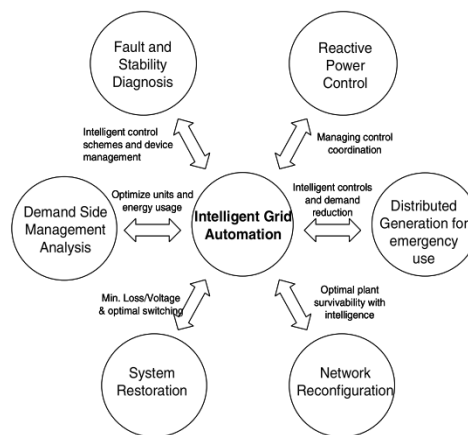


Figura 2.6 - Funções oferecidas pelas redes inteligentes, SmartGrids. [15]

Da análise da figura anterior é possível verificar que os mecanismos de automação presentes nas redes de distribuição inteligentes serão capazes de controlar a potência reativa, analisar os mecanismos de falhas e estabilidade, analisar a manutenção do lado da carga, reconfigurar a rede em caso de defeito num componente, realizar um restauro do sistema e colocar em serviço a geração distribuída de forma a socorrer a rede nos períodos de emergência [15].

No caso do aparecimento de uma alteração, detectada pelos dispositivos eletrónicos, o operador (DSO) deve enviar uma mensagem para as cargas inteligentes de modo a que estas modifiquem o seu valor de forma a compensar a variação sofrida.

Um dos principais parâmetros do sistema que sofre imediatamente uma variação com a entrada em serviço de geração distribuída é a frequência, que obriga a um controlo sequencial e imediato utilizando a reserva ou a flexibilidade presente no sistema de modo a repôr o seu valor nominal de funcionamento.

Com esse objetivo são utilizadas as seguintes técnicas de controlo:

- redução ou aumento do valor da carga e geração (com possibilidade de utilização da flexibilidade disponível)
- entrada em serviço da reserva primária

Torna-se necessário o aparecimento de tecnologia capaz de controlar a frequência nos barramentos de ligação da rede, dentro dos limites considerados como aceitáveis, através da:

- injeção ou absorção de potência ativa
- injeção ou absorção de potência reativa com recurso a baterias de condensadores e/ou geração distribuída (DER)
- reserva nos barramentos de carga
- deslastre automático de carga e o controlo da geração disponível no sistema

Relativamente ao deslastre de carga podem ser usados dois métodos [18]:

- **Reativamente**, para compensação da perda de capacidade de geração (ex: variabilidade causada pela introdução de geração renovável)
- **Pro-ativamente**, a fim de maximizar o lucro, evitando a utilização de fontes de energia dispendiosas durante picos de carga.

É, por isso, necessário encontrar uma solução que maximize os lucros para diferentes casos de corte de carga, tendo sempre como principal preocupação as diversas restrições impostas pelos sistemas [18]:

- restrições físicas das redes
- restrições ao nível de custos
- restrições das unidades de geração e carga

O controlo realizado pelas SmartGrids através da introdução de redes internas sem fios é uma das características inovadoras relativamente às redes de distribuição atuais. Para o seu correto funcionamento é necessário ter especial atenção ao atraso que a comunicação entre os diferentes sistemas possa apresentar, em caso da ocorrência de uma perturbação na rede. É importante verificar se os sistemas de controlo são capazes de receber as ordens dadas pelo operador da rede (DSO e TSO) ou pelo circuito autónomo de controlo de forma suficientemente rápida e eficaz.

Um defeito, mesmo que de curta duração, apresenta um elevado valor de pico inicial de corrente com grande velocidade de propagação pela rede, que pode causar graves problemas para os diversos componentes: geradores, linhas de transmissão, cargas e geração distribuída que se encontre conectada caso a ordem dada não seja recebida pelos aparelhos de proteção no menor tempo possível.

### 2.4.3. Flexibilidade

O termo flexibilidade é ainda muito discutido e não existe total acordo na sua definição. É frequente existirem dúvidas entre flexibilidade, incerteza e reserva (operacional e girante).

A flexibilidade é definida, em alguns casos, como a capacidade que um sistema apresenta de usar os seus recursos para responder a mudanças ocorridas na carga líquida. A carga líquida é definida como a carga do sistema que não é fornecida através de geração variável, ou seja, o total do consumo da rede subtraído ao valor da geração proveniente de fontes de energia renováveis [19].

Outra definição de flexibilidade aceite é, ao nível das centrais elétricas (convencionais), a capacidade de modificação dos níveis de geração, em resposta a um comando do operador do sistema, de forma suficientemente rápida para dar resposta a elevações de carga e a desvios entre os valores previstos e os reais.

A incerteza é definida como a possibilidade de ocorrência de uma variação nas cargas ou geração, de forma repentina. Do lado da geração, a incerteza pode ser associada à disponibilidade de geração primária, a erros na previsão da potência gerada pelas unidades de geração renovável ou falhas em grupos geradores. Do lado da carga, a incerteza está associada à sua previsão, que é maior quanto mais largo for o horizonte temporal.

De acordo com a referência [20], reserva girante é definida como a capacidade não usada, que pode ser ativada por decisão do operador do sistema (DSO), e é fornecida pelos dispositivos que se encontram sincronizadas com a rede e apresentam capacidade de afetar a potência ativa desta.

De forma a que seja dada resposta a uma sobre-produção ou sub-produção por parte de grandes centrais de energia renovável, os operadores das redes (TSO e DSO) reservam uma pequena quantidade de potência nos grupos geradores. Um sistema diz-se mais flexível quando apresenta maior capacidade de reserva e menos flexível quando não é capaz de garantir reserva.

Para se efetuar um controlo eficaz da rede, os operadores recorrem a 3 tipos de reserva [21]:

- **Reserva primária:** usada para estabilizar a frequência do sistema num valor estacionário após uma perturbação ou incidente, em poucos segundos.
- **Reserva secundária:** é despachada através do controlo automático de geração (AGC) para restaurar a frequência e trocas de energia entre áreas no seu valor nominal, num intervalo máximo de 15 minutos.
- **Reserva terciária:** o operador de sistema, para restaurar os níveis de reserva secundária utilizados na reposição da frequência, deve ativar, manualmente, a reserva terciária num intervalo entre 15 minutos e 1 hora.

As necessidades de flexibilidade eram, tradicionalmente, satisfeitas através da reserva armazenada e pelo despacho das unidades geradoras. Visto que a carga do sistema era bastante previsível, as variações intra-horárias eram satisfeitas por regulação e pela reserva de seguimento de carga, enquanto que a reserva de contingência era deixada de parte para situações de falhas imprevistas de recursos de geração ou transporte [22].

É necessário a existência de reserva girante por parte dos grupos geradores ou cargas de modo a compensar eventuais variações no sistema. As reservas girantes dividem-se normalmente em reservas a subir e a descer.

A reserva a subir consiste em unidades de geração ligadas ou desligadas capazes de, em pouco tempo, aumentar os seus níveis de produção dentro dos limites impostos, ou cargas capazes de diminuir os seus níveis de consumo [22].

A reserva a descer consiste em unidades de geração capazes de diminuir os seus níveis de produção ou cargas capazes de começar a consumir, em pouco tempo [22].

A reserva operacional é planeada para o dia seguinte e tem como objetivo assegurar que o valor de carga previsto coincida com os valores de produção conseguido pelas unidades de produção existentes na rede.

Em vários sistemas, a dimensão da reserva operacional era determinada pela perda da maior unidade de geração, onde não era considerada a geração variável. Todavia, as práticas atuais favorecem métodos probabilísticos aos métodos determinísticos tradicionais devido à crescente introdução de energia renovável nos sistemas de energia elétrica [23].

Os métodos probabilísticos têm como finalidade determinar a capacidade que o sistema apresenta de forma a satisfazer a incerteza na previsão da carga líquida, sem geração renovável, no planeamento dos despachos a curto-prazo.

Os métodos determinísticos foram úteis por serem de fácil compreensão e aplicação por parte dos operadores das redes (DSO e TSO) e, ao mesmo tempo, garantirem elevados níveis de segurança do sistema.

A necessidade de realizar aproximações nos valores das potências produzidas pelas unidades de geração renovável, devido à variabilidade destas, conduziu a elevados custos de reserva, pois os operadores tinham dificuldade em conhecer com exatidão o valor de produção, o que retirou benefícios na sua utilização.

Por outro lado, uma vez que o risco não é realmente monitorizado com a utilização de métodos determinísticos, as aproximações realizadas na previsão podiam falhar. A alternativa consistiu em utilizar métodos probabilísticos de forma a estabelecer os requisitos de reserva [22].

A reserva operacional pode ser obtida de diferentes maneiras:

- **Por parte da geração**, como uma resposta rápida e dinâmica das centrais elétricas.
- **Por parte da carga**, adaptando a curva da procura para parcialmente absorver a flutuação causada pelas unidades de geração renováveis ligadas à rede.
- Através de **colocar em funcionamento geração renovável** com valores inferiores ao valor máximo de capacidade de produção.
- Através do **trânsito de potências entre áreas conjuntas na rede**, caso uma delas não possua flexibilidade suficiente para uma resposta adequada a variações de potência. Este recurso é realizado pelo operador do sistema.

Na Figura 2.7 é possível verificar que a reserva operacional pode ser obtida através de diferentes recursos da rede.

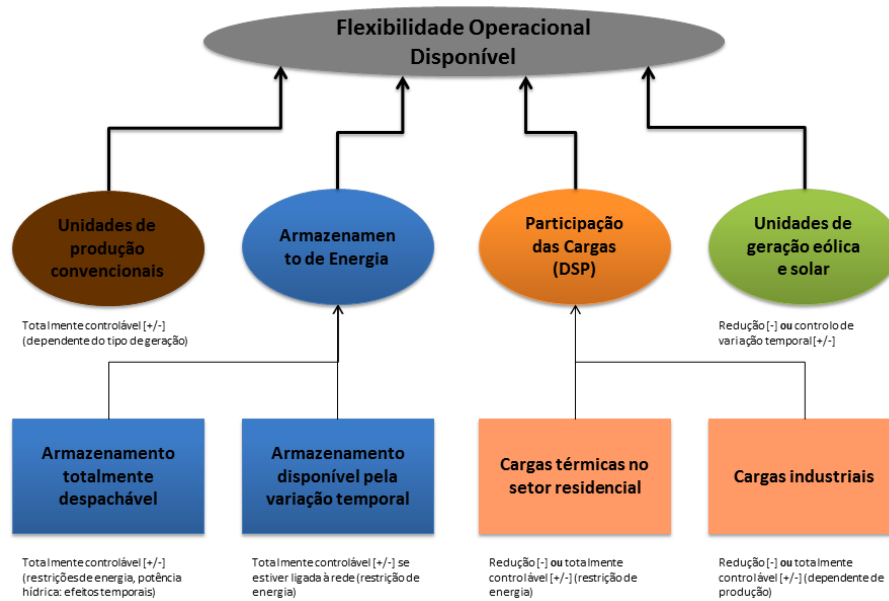


Figura 2.7 - Recursos da rede que fornecem flexibilidade operacional [24]

Da análise da figura anterior é possível verificar que a flexibilidade operacional pode ser obtida através de unidades de produção convencional totalmente controláveis por parte do operador do sistema, do armazenamento de energia, por parte das cargas ou através das unidades de produção renováveis existentes na rede.

Relativamente à geração convencional, esta é a principal fonte de energia responsável por fornecer flexibilidade a um sistema. Quando são utilizadas centrais convencionais flexíveis de forma a equilibrar o consumo e a produção, uma utilização mínima de capacidade é essencial. Utilizar as centrais convencionais em modo contínuo de operação ou com elevados tempos de inatividade provoca desgaste nas máquinas, uso excessivo de combustível e consequentemente aumento dos custos do sistema. As centrais flexíveis devem ser utilizadas para aliviar congestionamentos provocados pelas unidades de geração renovável mas apenas durante um período transitório [22].

Os recursos disponíveis do lado da carga são utilizados como estratégia no caso de ocorrerem variações da carga líquida tendo como ponto negativo os custos serem superiores aos da utilização de geração convencional flexível.

As SmartGrids vêm permitir um maior controlo e capacidade de observação da rede de distribuição através de armazenamento distribuído, produção dispersa, microgeração e cargas controláveis. Surge então o conceito de gestão de carga que se realiza através do envio de controlos diretos ou de sinais que promovam uma reação por parte destas [25].

Relativamente aos sistemas de armazenamento, a diferença entre a produção e o consumo pode provocar perdas e comprometer a segurança do abastecimento de energia. Como tal, é necessário que seja controlada a volatilidade das fontes de energia renováveis de forma a que o abastecimento seja feito de forma estável [22].

Os sistemas de armazenamento podem ser utilizados no caso de não ser possível satisfazer todo o consumo da rede através da capacidade total instalada ou no caso da produção ser superior ao consumo. São, por isso, capazes de assegurar a alimentação da rede no caso do aparecimento de sobrecargas rápidas nos diferentes nós da rede, por exemplo, nas situações em que não seja possível a injeção de potência por parte das unidades de geração

renováveis ou pela ocorrência de falhas no processo de abastecimento de determinadas zonas da rede.

Existem diversos tipos de unidades de armazenamento que permitem o fornecimento de reserva operacional, muitas vezes com melhor eficácia que os recursos provenientes das unidades de geração [26].

A utilização de dispositivos de armazenamento de modo a mitigar a incerteza e a variabilidade causada pela introdução de geração renovável na rede é bastante proveitosa em sistemas isolados. No caso de sistemas interligados, devido a critérios económicos e restrições impostas pela rede torna-se mais complicado investir em novas unidades de armazenamento.

Outro fator importante são as interligações entre diferentes sistemas vizinhos.

As redes de transmissão totalmente flexíveis permitem a qualquer recurso aumentar a sua produção ao máximo em resposta a uma variação na carga líquida ou devido à saída de serviço de um gerador em qualquer ponto da rede.

No caso de existir uma elevada penetração de fontes de energia renováveis, as redes de transmissão não proporcionam só por si flexibilidade e estão suscetíveis a situações de congestionamento mais frequentes. É por isso necessário recorrer a ferramentas capazes de realizar diversos trânsitos de potências, quer para o dia seguinte, quer no próprio dia, com inclusão das restrições de variabilidade deste tipo de geração que permita a deteção e gestão das situações de congestionamento [22].

Os veículos elétricos ligados à rede (V2G), tal como carros elétricos (BEVs) e veículos elétricos híbridos (PHEVs), permitem funcionar como dispositivos de armazenamento de energia proveniente da rede ou como cargas flexíveis.

Os benefícios deste tipo de tecnologia são a possibilidade do fornecimento de energia à rede, tornando-se numa forte alternativa ao uso do petróleo, pois permitem diminuir em grande escala a poluição e facilitar a resolução de problemas de segurança relativamente à extração, importação e combustão. Trazem melhorias a nível técnico e económico ao permitir que, quem possuir veículos elétricos, possa vender a energia armazenada à rede em caso de solicitação por parte desta [27].

Os maiores problemas que surgem com o aparecimento desta tecnologia são relativamente aos conflitos económicos entre os operadores do sistema elétrico de energia e os interessados na venda de petróleo, que até aqui era o único recurso utilizado como matéria-prima na produção de energia por partes das unidades geradoras, e a aceitação por parte dos consumidores que apresentam ainda um enorme grau de desconfiança relativamente ao investimento em novas tecnologias [27].

# Capítulo 3

## Flexibilidade na fronteira transporte-distribuição

### 3.1. Definição e Problemática

Com a crescente introdução de unidades de geração renovável nas redes de distribuição, o processo de prever a capacidade disponível fornecida por cada grupo gerador tornou-se mais complicado devido à variabilidade de produção destas unidades de geração. Esta variabilidade provoca incerteza de produção e obriga à realização de novos estudos de trânsito de potências relativamente ao fornecimento de energia por parte das redes de transporte às redes de distribuição.

O estudo da presente dissertação incide na determinação de áreas de flexibilidade entre a potência ativa e a potência reativa no barramento de interligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição, parametrizadas por custos. Recorre-se para isso, à introdução de flexibilidade nos geradores e cargas presentes na rede de distribuição.

A flexibilidade é definida como a capacidade que os geradores e cargas presentes numa rede apresentam, de forma a aumentarem ou diminuírem o seu valor de potência fora dos limites nominais, em caso de necessidade de compensação causadas por variações na rede.

A variação dos limites dos geradores e cargas é traduzida através da introdução de custos no sistema, denominados de custos de ativação da flexibilidade. A imposição de custos de flexibilidade permite ao operador da rede de distribuição obter informação sobre o custo mínimo a pagar de forma a ativar a flexibilidade do sistema no barramento de interligação entre redes e possibilitar a alteração do ponto atual de funcionamento do sistema para qualquer ponto dentro das áreas de flexibilidade.

O operador da rede de transporte deve ter conhecimento do total valor da potência ativa e reativa requerida pelas cargas da rede de distribuição de forma a realizar o despacho da potência necessária até à subestação de interligação entre as redes.

O operador da rede de distribuição deve, para os diferentes períodos horários, conhecer com exatidão o valor total da potência ativa e reativa requerido pelas cargas e a potência produzida pelas unidades de geração renovável instaladas. É de extrema importância o operador da rede de distribuição ter conhecimento do ponto atual de funcionamento da rede



no barramento de interligação entre redes, ou seja, os valores da potência ativa e potência reativa, de modo a, em caso de necessidade de alteração de algum desses valores da potência ativa ou reativa, estabelecer um compromisso com o operador da rede de transporte sobre o custo mínimo necessário para que a flexibilidade do sistema seja ativada.

### 3.2. Formulação do Problema

A formulação matemática definida para a determinação das áreas de flexibilidade no barramento presente na fronteira entre a Rede de Transporte e a Rede de Distribuição é a seguinte.

*função objetivo:*

- $\min/\max P_g^{ref}$

*sujeito:*

- $Q_{gj}^{min} \leq Q_{gj} \leq Q_{gj}^{max}$
- $P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}$
- $S_{ij}^{min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{max}, \forall i, j$
- $V^{min} \leq V_i \leq V^{max}$
- $P_g^i - P_L^i = V_i \times \sum_{k \neq i} V_k \times (V_{ik} \times \cos\theta_{ik} + V_{ik} \times \sin\theta_{ik})$
- $Q_g^i - Q_L^i = V_i \times \sum_{k \neq i} V_k \times (V_{ik} \times \sin\theta_{ik} + V_{ik} \times \cos\theta_{ik})$

Sendo,

- $P_g^{ref}$  - potência ativa gerada no barramento de referência de cada caso de estudo
- $Q_{gj}$  - potência reativa gerada no barramento j
- $Q_{gj}^{min}$  - limite mínimo da potência reativa gerada no barramento j
- $Q_{gj}^{max}$  - limite máximo da potência reativa gerada no barramento j
- $P_{gi}$  - potência ativa gerada no barramento i
- $P_{gi}^{min}$  - limite mínimo da potência ativa gerada no barramento i
- $P_{gi}^{max}$  - limite máximo da potência ativa gerada no barramento i
- $S_{ij}$  - potência aparente que circula nas linhas do barramento i para o barramento j
- $S_{ij}^{min}$  - limite mínimo da potência aparente que circula nas linhas de i para j
- $S_{ij}^{max}$  - limite máximo da potência aparente que circula nas linhas de i para j
- $V_i$  - tensão presente no barramento i
- $V^{min}$  - limite mínimo da tensão especificado
- $V^{max}$  - limite máximo da tensão especificado

O barramento escolhido como referência, para os casos de estudo, é sempre o barramento de interligação do lado do secundário do transformador, ou seja, do lado da rede de distribuição.

De forma a estudar o comportamento da potência ativa no barramento de interligação, com a introdução de flexibilidade nos geradores e cargas, é necessário a inclusão de uma restrição para definir o custo de ativação quando o operador requer flexibilidade ao sistema, que é dada por:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi}^G \times C_i + \sum_{j=1}^{nl} P_{gj}^L \times C_j + \sum_{l=1}^{ng} Q_{gl}^G \times C_l + \sum_{k=1}^{nl} Q_{gk}^L \times C_k \leq C^{max} \quad (3.1)$$

Os valores do custo da flexibilidade impostos à geração,  $C_i$  e  $C_l$ , e às cargas,  $C_j$  e  $C_k$ , são diferentes. Para a potência ativa foi definido um valor de custo de 20€/MWh enquanto que para a potência reativa foi definido um custo de 15€/Mvarh. Os valores de  $C^{max}$ , respeitantes ao custo de ativação da flexibilidade, são definidos de acordo com a rede em estudo. Através da análise das áreas de flexibilidade, realizadas no capítulo seguinte, será possível verificar que quanto mais baixo for o valor atribuído ao custo de ativação, menores serão as áreas de flexibilidade obtidas.

### 3.3. Implementação

A implementação é realizada para o barramento de interligação entre a rede de transporte e distribuição e pretende definir as áreas de flexibilidade, relação entre a potência ativa e a potência reativa (P/Q) com presença de flexibilidade nos geradores e cargas de modo a facilitar compromissos de fluxo de energia entre os operadores de cada rede (TSO e DSO respetivamente).

A sequência utilizada para definir a metodologia foi a seguinte:

#### 1) Definição das variáveis globais do sistema:

- Potência base do sistema.
- Valor de flexibilidade definido para cada gerador e carga da rede de distribuição. Nesta dissertação foi estabelecido que a flexibilidade é igual para todos os geradores e cargas e de  $\pm 20\%$  do valor mínimo e máximo.
- Restantes constantes que definem cada componente da rede.

#### 2) Criação dos geradores que simulam a flexibilidade das unidades de geração, exceptuando o gerador presente no barramento de interligação onde se pretende realizar a análise. Torna-se necessário alterar os parâmetros de cada unidade de geração e carga presente na rede, sendo eles:

- Potência ativa gerada
- Potência reativa gerada
- Limites mínimos e máximos da potência ativa.
- Limites mínimos e máximos da potência reativa.
- Tensão. Apenas realizada para os barramentos que, após simulação ultrapassem os valores mínimos ou máximos estipulados.

Para a simulação da flexibilidade recorre-se à introdução de dois geradores por cada unidade de geração presente na rede. Um gerador é responsável por simular a flexibilidade a subir e outro a flexibilidade a descer. A flexibilidade a subir é definida com os limites de

potência entre máximo e zero. A flexibilidade a descer é definida com os limites de potência a variar entre zero e o mínimo.

Os valores mínimos e máximos presentes nos novos geradores de flexibilidade são calculados dependendo do tipo de geração presente:

- **Geradores Convencionais:** neste tipo de geradores os limites da potência ativa e da potência reativa de cada gerador são calculados recorrendo aos intervalos máximos e mínimos da potência dos geradores como demonstrado nas expressões 3.2 e 3.3.

$$P_{g,flex} = [P_g^{min} - flex; P_g^{max} + flex] \quad (3.2)$$

$$Q_{g,flex} = [Q_g^{min} - flex; Q_g^{max} + flex] \quad (3.3)$$

- **Geradores Eólicos:** neste tipo de geradores, devido ao seu funcionamento, não injetam potência reativa na rede. Os limites são, por isso, apenas definidos para a potência ativa através da expressão dada em 3.2, sendo a potência reativa definida com o valor zero para ambos os limites (mínimo e máximo).
- **Geradores que participam na regulação de tensão:** a definição dos limites deste tipo de geradores torna-se um processo mais complexo como será possível verificar de seguida.

No caso de geradores que apenas participam na regulação da tensão, é necessário distinguir os geradores que existem na rede daqueles que serão adicionados de forma a simular a flexibilidade. A definição dos limites da potência reativa e ativa é realizada da seguinte forma:

**Para os geradores existentes na rede:**

- a) Calcular os valores da potência reativa gerada, sem adição dos novos geradores de flexibilidade, através do PowerFlow.
- b) Definir os valores obtidos pelo PowerFlow como potência reativa gerada fixa para cada gerador existente.

**Para os geradores que simulam a flexibilidade:**

- a) Definir os limites de potência reativa. São definidos como a diferença entre os valores obtidos no PowerFlow e os limites mínimo e máximo dos geradores existentes na rede.
- b) Definir os limites da potência ativa através da expressão 3.2.

**3) Criação dos geradores que simulam a flexibilidade das cargas**

Recorre-se novamente à criação de dois geradores nos barramentos onde estão presentes cargas. Um gerador simula a flexibilidade a subir e o outro a flexibilidade a descer. Os limites

para a potência ativa e reativa são definidos, respectivamente como demonstrado nas expressões 3.4 e 3.5.

$$P_{g,flex} = [P_c^{min} - flex; P_c^{max} + flex] \quad (3.4)$$

$$Q_{g,flex} = [Q_c^{min} - flex; Q_c^{max} + flex] \quad (3.5)$$

4) **Implementação dos custos aos geradores que simulam a flexibilidade:**

- a) **Custos de flexibilidade** sobre a potência ativa e reativa.
- b) **Custos de ativação da flexibilidade.**

A matriz obtida na expressão 3.6 representa os custos de flexibilidade sobre a potência ativa e reativa das unidades de geração que simulam a flexibilidade das unidades de geração e cargas presentes inicialmente na rede. Esta matriz é realizada nos barramentos onde se encontram instaladas as unidades de geração que simulam a flexibilidade.

$$[CF] = [C_{G+L}^Q; C_{G+L}^P] \quad (3.6)$$

É ainda necessário ter em consideração algumas restrições na construção da matriz dos custos de flexibilidade [CF]:

- No caso da potência ativa ou reativa geradas, em cada barramento, apresentar valores negativos é necessário obrigar que os valores do custo de flexibilidade, para esses barramentos, sejam também eles negativos.
  - O barramento de referência, barramento de interligação, tem obrigatoriamente valor nulo para o custo de flexibilidade.
  - Os geradores da rede, antes da introdução da flexibilidade, deverão apresentar valor nulo para os custos de flexibilidade no barramento onde estiverem ligados.
- 5) **Definição do intervalo de convergência da potência reativa** para o maior custo de ativação de flexibilidade.
    - Definição do valor do passo a incrementar em cada simulação do OPF (valor fixo ou variável dependendo da dimensão da rede, ou seja, do número de geradores e cargas presentes inicialmente na rede).
  - 6) **Simulações do OPF para os diferentes valores do custo de ativação de flexibilidade** definidos (simulação realizada por ordem decrescente do custo).
  - 7) **Verificação da convergência da potência ativa.**
    - O intervalo da potência reativa para o custo de ativação da flexibilidade seguinte inicia-se com o primeiro valor para o qual ocorreu convergência na potência ativa do custo de ativação imediatamente anterior.
  - 8) **Construção das áreas de flexibilidade** para os diferentes valores do custo de ativação da flexibilidade.

O fluxograma apresentado na Figura 3.1 explica de forma mais sucinta a metodologia utilizada para determinar a flexibilidade no barramento de interligação entre a Rede de Transporte e a Rede de Distribuição.

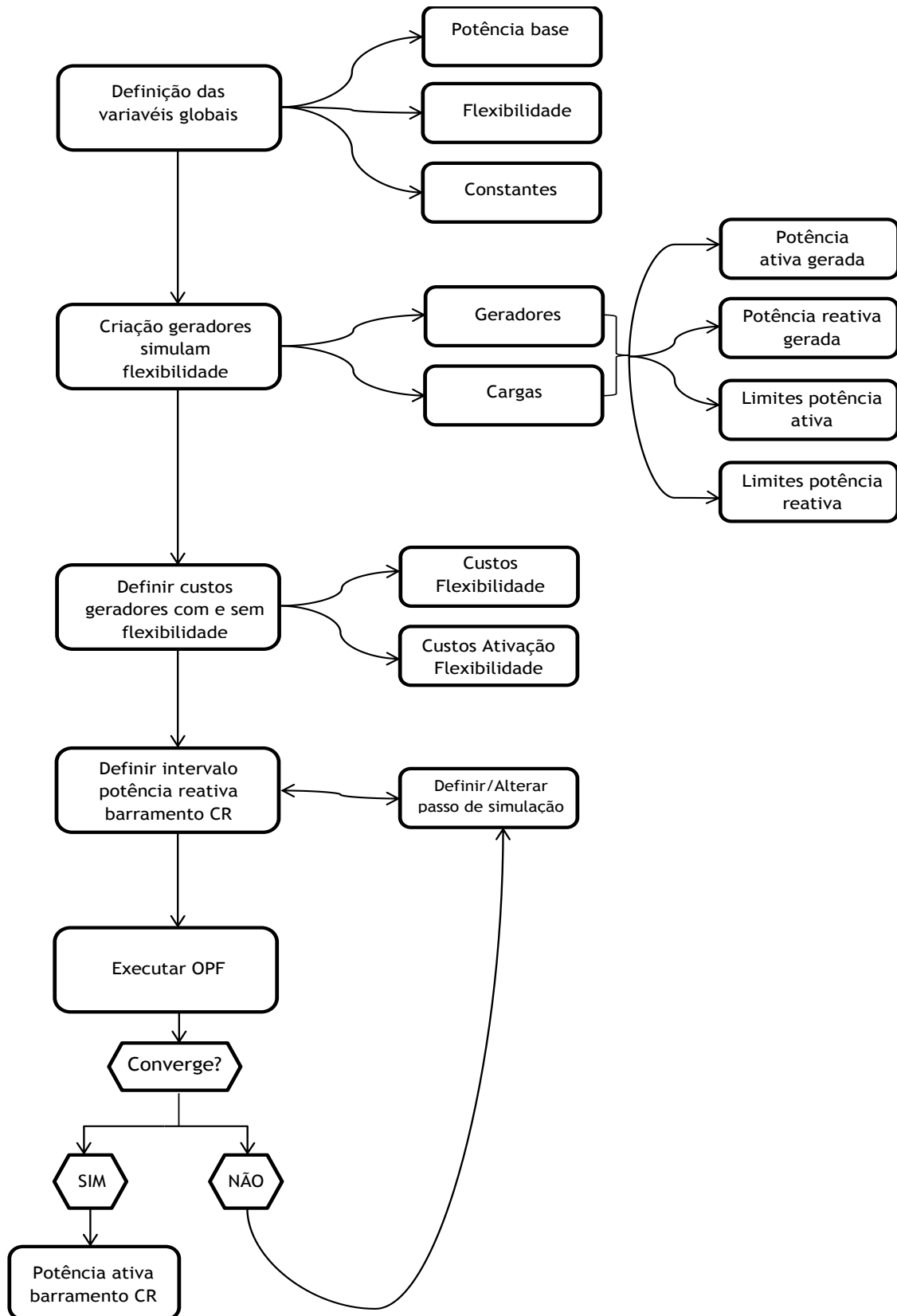


Figura 3.1 - Fluxograma que descreve a metodologia adotada para estudar a flexibilidade

### 3.4. Desafios Computacionais

Os desafios computacionais que surgiram durante a realização da presente dissertação foram:

- Selecção do programa computacional a utilizar
- Definição dos valores limites da potência reativa em cada caso de estudo
- Delimitação das áreas de flexibilidade obtidas

Em primeiro lugar, foi necessário escolher o programa a utilizar para a realização das simulações do estudo da flexibilidade dos diferentes casos de estudo.

Para a realização deste estudo de flexibilidade na fronteira transporte-distribuição era possível recorrer a diferentes tipos de programas computacionais. Em seguida, estão evidenciados os programas considerados:

- Matlab e MatPower
- PSS/e

O MatPower é uma importante e poderosa ferramenta a ser utilizada na simulação de redes de energia pois permite uma programação simples, através do desenho da rede, da qualificação de todas as variáveis e a possibilidade de realização de simulações de modo a obter os despachos de energia (Pré-Despacho, PowerFlow e Optimal PowerFlow).

A utilização da ferramenta MatPower teve como objetivo a realização de simulações consecutivas de modo a obter as potências ativas e reativas no barramento de referência das redes, com variação das diferentes variáveis que constituem cada componente da rede.

Outra ferramenta computacional que seria possível utilizar era o PSS/e. Este programa apresenta uma interface gráfica, com possibilidade de verificar diretamente as variações ocorridas na rede bem como o trânsito de potências em cada instante. Apresenta como maior inconveniente a necessidade de definição da rede e dos diversos parâmetros que a constituem de forma manual.

Na Tabela 3.1 está representado um resumo das vantagens e desvantagens da utilização de cada um dos recursos computacionais.

Tabela 3.1 - Comparação entre os programas computacionais possíveis

	MATLAB	PSS/E
<b>VANTAGENS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade da utilização de modelos matemáticos para simulação: OPF e PF.</li> <li>• Modelo baseado em programação.</li> <li>• Facilidade na alteração dos parâmetros e adição de geradores que simulam a flexibilidade da rede para teste de diferentes combinações.</li> <li>• Mais leve computacionalmente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade da utilização de modelos matemáticos: OPF e PowerFlow à semelhança do MatLab.</li> <li>• Facilidade na deteção de falhas nas linhas, geradores e cargas após simulação.</li> <li>• Modelo gráfico.</li> </ul>

<b>DESVANTAGENS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visualização dos resultados das simulações de forma numérica e não gráfica.</li> <li>• Obrigatoriedade da utilização de programas e funções de recorrência complementares de modo a permitir inclusão de restrições ao sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dificuldade na modificação dos parâmetros da rede. Necessidade de realização componente a componente.</li> <li>• Dificuldade na adição dos geradores que simulam a flexibilidade para redes de elevada complexidade. Modificação manual.</li> <li>• Mais pesado computacionalmente.</li> </ul>
---------------------	---	---

Após a seleção do programa a utilizar ter sido definida, optando-se por escolher a ferramenta Matlab para a concretização do trabalho, e durante o processo de implementação da metodologia, surgiu outro desafio computacional referente à definição do intervalo para a potência reativa no barramento de interligação entre a rede de transporte e distribuição, onde se foca o estudo da flexibilidade, de forma a serem realizadas as simulações para obtenção das áreas de flexibilidade em cada caso de estudo. Os limites definidos para o intervalo da potência reativa foram obtidos através de tentativa-erro, ou seja, foi verificado entre que valores a potência reativa podia variar (converge) utilizando o caso de estudo base. Este intervalo foi obtido com recurso à ferramenta de Power Flow existente no MatPower.

Outro desafio computacional de elevada importância para uma clara definição das áreas de flexibilidade, após a realização das simulações, consistiu nos valores obtidos na potência ativa nos limites do intervalo de potência reativa estipulado. Os valores obtidos para a potência ativa não eram iguais, o que provocou o aparecimento de descontinuidades na construção das áreas de flexibilidade em cada caso de estudo.

De modo a resolver este problema, e construir as áreas de flexibilidade totalmente fechadas, sem descontinuidades, foi necessário:

Em primeiro lugar, definir sequencialmente os valores mínimos obtidos para potência ativa no intervalo estipulado para a potência reativa.

Em segundo, inverter o intervalo da potência reativa aquando da simulação dos valores máximos da potência ativa.

Em terceiro, inverter os valores máximos da potência ativa obtidos fazendo-os correlacionar-se com o intervalo de valores da potência reativa invertido anteriormente.

Em quarto lugar, é agora possível construir as áreas de flexibilidade, obrigando o programa computacional a definir, sequencialmente, a curva dos valores mínimos da potência ativa e posteriormente a curva dos valores máximos invertidos.

Contudo, é ainda necessário ter especial atenção ao que se verifica para o limite inferior da potência reativa. Como os valores limites da potência ativa são diferentes torna-se necessário obrigar que, para este valor limite de reativa, o valor mínimo de potência ativa seja igual ao valor máximo.

Por fim, realiza-se o mesmo procedimento para as restantes áreas com diferentes valores de custo de ativação de flexibilidade.

Foi então possível obter áreas de flexibilidade sem descontinuidades e que facilitam a interpretação por parte do operador da rede de transporte no caso do aparecimento de perturbações na rede de distribuição que obrigue à entrada em serviço da flexibilidade presente nas unidades de geração e carga do sistema.

# Capítulo 4

## Casos de Estudo e Resultados

### 4.1. Rede 1

#### 4.1.1. Descrição da Rede

Neste sub-capítulo, 4.1.1, será realizada uma descrição dos diversos componentes que constituem a rede 1, de menores dimensões, ainda sem a aplicação da flexibilidade à rede. Esta rede apresenta 9 barramentos e 3 geradores. Os geradores são todos do tipo convencional, sem introdução de geração renovável. Os componentes que definem a rede antes da aplicação da flexibilidade são:

- Linhas
- Barramentos/Cargas
- Geração
- Custos

Na Figura 4.1 está demonstrado o esquema da rede 1 que será utilizada para o estudo da flexibilidade.

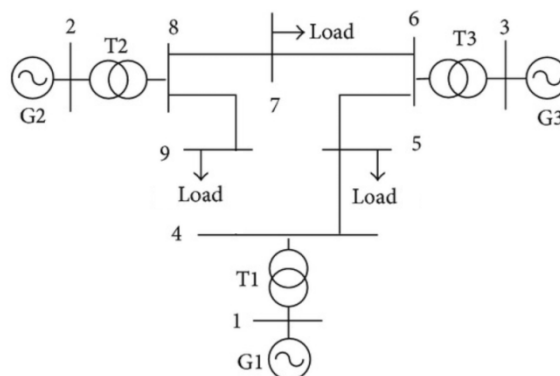


Figura 4.1 - Esquema da rede 1



#### 4.1.1.1. Linhas

As linhas de transmissão têm como principal função o transporte de energia entre os diferentes barramentos que compõem a rede de transporte e/ou distribuição. No caso das redes de transporte, o sentido da potência que circula nas linhas é desde as unidades de produção até à subestação de interligação com a rede de distribuição. No caso das redes de distribuição, sem introdução de qualquer elemento gerador possibilitado de injetar potência ativa na rede, a direção do fluxo de potência nas linhas é realizado desde o barramento de interligação até às cargas, consumidores finais. No caso da presença de elementos geradores na rede de distribuição, o fluxo de potência nas linhas pode passar a ser bidireccional caso estes elementos participem no abastecimento de cargas fora do barramento onde se encontram conectados.

As linhas são definidas através dos seguintes parâmetros principais:

- Barramentos de início da linha
- Barramento de fim da linha
- Resistência (R) em p.u.
- Reatância (X) em p.u.
- Susceptância (B) em p.u.

As linhas de transmissão são elementos que não sofrem alterações aquando da introdução da flexibilidade no sistema, mantendo por isso todos os valores dos parâmetros iguais. Para o caso em estudo, rede 1, os valores utilizados são os que se apresentam representados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Dados relativos às linhas presentes na rede 1 (p.u.)

		Linhas		
de	para	R	X	B
1	4	0	0.0576	0
4	5	0.017	0.092	0.0158
5	6	0.039	0.17	0.0358
3	6	0	0.0586	0
6	7	0.0119	0.1008	0.0209
7	8	0.0085	0.072	0.0149
8	2	0	0.0625	0
8	9	0.032	0.161	0.306

#### 4.1.1.2. Barramentos / Cargas

Os barramentos e as cargas estão relacionados e por isso são incluídos na mesma secção de desenvolvimento. As cargas, neste caso de estudo, estão diretamente ligadas aos barramentos o que facilita a definição dos parâmetros que os definem, sem necessidade de introduzir elementos secundários.

Os barramentos do sistema são definidos através dos seguintes parâmetros:

- Tipo de barramento
- Potência ativa consumida pela carga,  $P_d$
- Potência reativa consumida pela carga,  $Q_d$
- Tensão de base,  $V_{base}$

Relativamente ao tipo, os barramentos podem ser classificados como:

- PQ
- PV
- Compensação e Referência (CR) ou REF

Os barramentos PQ correspondem a barramentos de consumo ou produção fixa. Nestes são conhecidos os valores da potência ativa (P) e reativa (Q).

Os barramentos PV correspondem as centrais, onde são estipulados os valores da potência ativa (P) e da tensão (V) em módulo.

Nos barramentos CR (Compensação e Referência) ou REF, não são conhecidos os valores das potências ativas (P) e reativas (Q) especificando-se apenas os valores da tensão (V) e da fase ( $\theta$ ) com o valor nulo, também denominados de barramentos de referência das fases, ficando este responsável pelo acerto final da equação de equilíbrio das potências.

Para esta rede, todos os barramentos foram definidos como PQ, sendo apenas o barramento 1, ou seja, o barramento de interligação entre a rede de transporte e distribuição definido como barramento CR ou REF, onde será realizado o estudo.

Relativamente às cargas presentes, o sistema inicial sem flexibilidade é composto por três cargas nos barramentos 5,7 e 9 com os valores representados na Tabela 4.2. As potências consumidas pelas cargas estão definidas em unidades SI, ou seja, MW para a potência ativa e Mvar para a potência reativa e são definidas com valores positivos, de forma a facilitar o estudo, apesar de estarem a consumir potência da rede.

Tabela 4.2 - Dados referentes aos valores das cargas na rede 1

Cargas		
Bus	P (MW)	Q (Mvar)
5	45	15
7	50	18
9	60	30

#### 4.1.1.3. Geração

Nesta rede encontram-se definidos três geradores. Tal como se verificou relativamente aos barramentos e às linhas, é necessário definir os diversos parâmetros que os caracterizam na rede. Os principais parâmetros a ter em conta são:

- Barramento onde se encontra ligado o gerador
- Potência ativa gerada,  $P_G$
- Potência reativa gerada,  $Q_G$

- Limite máximo para a potência ativa e reativa
- Limite mínimo para a potência ativa e reativa

Os valores da potência ativa e reativa gerada, excluindo o gerador presente no barramento de referência, barramento 1, são constantes e não apresentam variação para os seus limites máximos e mínimos. Este facto ocorre de modo a que o seu valor não seja alterado após a simulação de PF ou OPF para realizar os despachos da rede. Na Tabela 4.3 estão definidos os valores que definem cada unidade de geração da rede 1.

Tabela 4.3 - Geração presente inicialmente na rede 1

Geração						
Bus	P (MW)	Pmin	Pmax	Q (Mvar)	Qmin	Qmax
1	0	-999	999	0	0	0
2	70	70	70	35	35	35
3	50	50	50	0	0	0

#### 4.1.1.4. Custos

Relativamente aos custos de geração antes da aplicação da flexibilidade, estes caracterizam cada gerador e são obrigatórios para a realização das simulações através de OPF's.

Os custos de arranque e de desligação penalizam os geradores no caso de estes necessitarem de ser ligados ou desligados, respetivamente, pelo operador da rede para responder a variações de potência. Para o estudo da flexibilidade, estes custos não apresentam relevância pelo que foram definidos com um valor nulo para todos os geradores desta rede.

É também necessário, relativamente aos custos de geração, referir os custos de flexibilidade que serão adicionados ao sistema de forma a permitir a construção das curvas de flexibilidade. Estes custos serão estudados com maior particularidade mais à frente no documento.

#### 4.1.2. Flexibilidade Considerada

O estudo da flexibilidade em sistemas de energia permite obter margens de variação da potência ativa e reativa e por conseguinte a construção de áreas de flexibilidade, através das quais será possível, ao operador da rede de distribuição em parceria com o operador da rede de transporte, avaliar a possibilidade de variação do ponto de funcionamento atual das unidades presentes no sistema, tendo especial atenção às restrições da flexibilidade possível no barramento de interligação das redes bem como às restrições existentes no trânsito de potência das linhas de transmissão e tensões nos barramentos.

Para o estudo da flexibilidade no barramento de interligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição é necessário a criação de geradores que simulem uma determinada percentagem de flexibilidade quer para a potência a subir ou para a potência a descer. A flexibilidade nos geradores e cargas pode ser, então definida de várias formas:

- Através de uma percentagem do valor total da geração ou carga existente.
- Através da variação ascendente ou descendente da potência nominal que cada gerador ou carga apresenta no regime de operação da rede.

Para a realização desta dissertação, foi considerado como melhor hipótese a escolha da flexibilidade através da segunda opção. Este tipo de flexibilidade é também denominada de flexibilidade a subir e a descer.

O valor da percentagem de flexibilidade nesta rede é igual para todos os componentes da rede, geradores e cargas, e é igual a 20%.

De seguida são expostos os parâmetros que definem cada componente da rede, como referido anteriormente, com a adição dos geradores e cargas que irão simular a percentagem de flexibilidade respeitando todas as restrições impostas para a rede.

#### 4.1.2.1. Barramentos / Cargas

A simulação das cargas presentes nos diversos barramentos é realizada através da criação de dois geradores por cada carga presente na rede, sendo:

- Um gerador a simular a potência a subir
- Um gerador a simular a potência a descer

Na Tabela 4.4 estão definidos os intervalos para a potência ativa e reativa dos geradores que simulam a flexibilidade.

Tabela 4.4 - Flexibilidade das cargas da rede 1

Carga						
Bus	Pmin	P (MW)	Pmax	Qmin	Q (Mvar)	Qmax
5	36	45	54	12	15	18
7	40	50	60	14.4	18	21.6
9	48	60	72	24	30	36

Na Tabela 4.5 e na Tabela 4.6 estão definidos os intervalos de variação para a potência ativa e reativa dos geradores que simulam a flexibilidade a subir e a descer das cargas, respetivamente.

Tabela 4.5 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir das cargas da rede 1

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
5	0	9	0	3
7	0	10	0	3.6
9	0	12	0	6

Tabela 4.6 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer das cargas da rede 1

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
5	-9	0	-3	0
7	-10	0	-3.6	0
9	-12	0	-6	0

#### 4.1.2.2. Geração

Na simulação da flexibilidade dos geradores presentes inicialmente na rede, recorre-se, à semelhança do que foi atrás realizado para as cargas, à criação de dois geradores. Um gerador simula a potência a subir e o outro simula a potência a descer. Na Tabela 4.7 é possível verificar os valores definidos para geradores que simulam a flexibilidade.

Tabela 4.7 - Flexibilidade da geração na rede 1

Bus	Geração					
	P (MW)		Q (Mvar)		Q (Mvar)	
	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	Qmin	Qmax
1	0	0	-999	999	0	0
2	70	35	56	84	28	42
3	50	0	40	60	0	0

Pela análise da Tabela 4.7 o gerador presente no barramento de referência, apresenta valores da potência ativa e reativa gerada com valor zero de modo a não condicionar a simulação do OPF. Os valores definidos para os limites mínimos e máximos da potência reativa são definidos com o valor nulo pois, durante o processo iterativo em Matlab, irão variar dentro do intervalo definido como aceitável, ou seja, onde ocorre convergência de valores. Este intervalo encontra-se definido no subcapítulo dos resultados obtidos.

Relativamente aos limites da potência ativa, estes são definidos com valores elevados de modo a que, para qualquer valor obtido após a simulação do OPF, seja considerado como admissível.

Em cada iteração do OPF, é necessário garantir que os valores utilizados pelo programa computacional para definir os limites da potência reativa são iguais, dentro do intervalo definido, de forma a que, para cada valor de potência reativa se obtenha um valor mínimo e um valor máximo para a potência ativa no barramento de referência.

Na Tabela 4.8 e na Tabela 4.9 estão demonstrados os intervalos de variação da potência ativa e reativa dos geradores que simulam a flexibilidade a subir e a descer respetivamente, tal como foi realizado para as cargas.

Tabela 4.8 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir da geração da rede 1

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
2	0	14	0	7
3	0	10	0	0

Tabela 4.9 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer da geração da rede 1

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
2	-14	0	-14	0
3	-10	0	0	0

### 4.1.2.3. Custos

Serão utilizados dois tipos de custos para definir os geradores que simulam a flexibilidade desta rede que se dividem em:

- Custos de flexibilidade dos geradores
- Custos de ativação de flexibilidade

Relativamente aos custos de flexibilidade dos geradores, estes têm como finalidade penalizar os geradores quanto à potência ativa e reativa produzida, procurando minimizar o custo total do sistema durante a simulação do OPF. Os custos de ativação de flexibilidade definem-se como o valor mínimo para o qual o operador da rede terá que pagar de modo a que seja utilizada a flexibilidade disponibilizada pelos geradores e cargas da rede.

Na Tabela 4.10 e na Tabela 4.11 estão definidos os custos de flexibilidade definidos para cada barramento com geração ou carga.

Tabela 4.10 - Custos de flexibilidade para a potência ativa definidos para cada barramento com geração ou carga da rede 1

Bus	Potência ativa									
	2	2	3	3	5	5	7	7	9	9
Custo de flexibilidade (€/MWh)	20	-20	20	-20	20	-20	20	-20	20	-20

Tabela 4.11 - Custos de flexibilidade para a potência reativa definidos para cada barramento com geração ou carga da rede 1

Bus	Potência reativa									
	2	2	3	3	5	5	7	7	9	9
Custo de flexibilidade (€/Mvarh)	15	-15	15	-15	15	-15	15	-15	15	-15

Da análise das tabelas anteriores, é possível verificar que os custos de flexibilidade para os barramentos onde se encontram conectados os geradores apresentam valores positivos e negativos. Os geradores presentes na rede, antes da introdução da flexibilidade, têm obrigatoriamente de apresentar custos de flexibilidade nulos. Estes geradores não sofrem penalização sobre a potência ativa e reativa.

Relativamente aos barramentos que apresentam custos de flexibilidade negativos, este facto deve-se a que os geradores de flexibilidade presentes nestes barramentos poderem estar a absorver potência da rede, ou seja, a flexibilidade é a descer.

O cálculo do custo final de flexibilidade é realizado através da soma de todas as potências nos barramentos multiplicado pelo respetivo custo. Para o mesmo barramento, o custo de flexibilidade deve ser contrário pois, no caso do valor flexibilidade ser igual estes iriam-se anular aquando do cálculo do custo final. Para prevenir que isto ocorra, é necessário que todos os valores obtidos aquando da construção da matriz [CF], representada na secção da metodologia, sejam positivos, em módulo.

A sequência utilizada para os custos de ativação de flexibilidade na construção das áreas de flexibilidade entre a potência ativa e a potência reativa no barramento de referência estão representados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Sequência dos custos de ativação de flexibilidade utilizados na rede 1

Sem Custos	→	5000	→	1000	→	500	→	100
------------	---	------	---	------	---	-----	---	-----

### 4.1.3. Resultados Obtidos

De seguida serão expostos os resultados obtidos para as áreas de flexibilidade com os diferentes custos de ativação de flexibilidade. Na Figura 4.2 está representada a área de flexibilidade obtida com um custo de ativação de flexibilidade nulo.

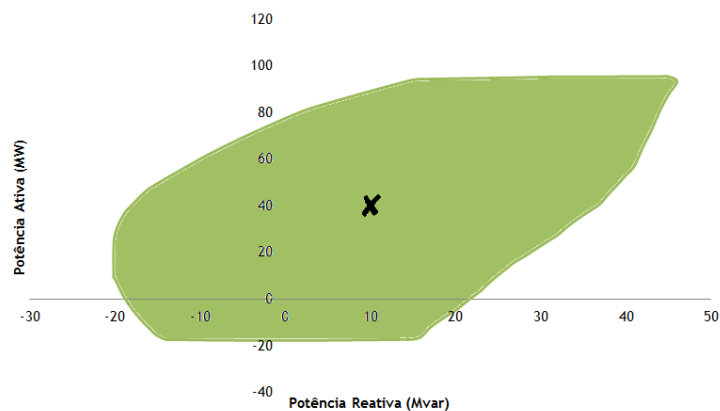


Figura 4.2 - Área de flexibilidade obtida sem custo de ativação de flexibilidade na rede 1

Para que seja possível introduzir custos de ativação de flexibilidade à rede, é necessário em primeiro lugar definir o intervalo de valores para a potência reativa no barramento de referência, barramento 1 desta rede de estudo.

A potência reativa na rede 1 vai variar entre os valores definidos na expressão 4.1.

$$Q_{flex} = [-20:46] \text{ Mvar} \quad (4.1)$$

Para a realização da simulação em Matlab, é ainda necessário definir o passo de simulação da potência reativa. Nesta rede foi definido um passo de 1 Mvar.

Após a implementação da flexibilidade em todos os componentes da rede 1 de modo a realizar a simulação da flexibilidade no barramento de referência, foram obtidos os seguintes

resultados para a margem de variação entre a potência ativa e reativa neste barramento, respeitando todas as restrições impostas à rede e com diferentes custos de ativação de flexibilidade.

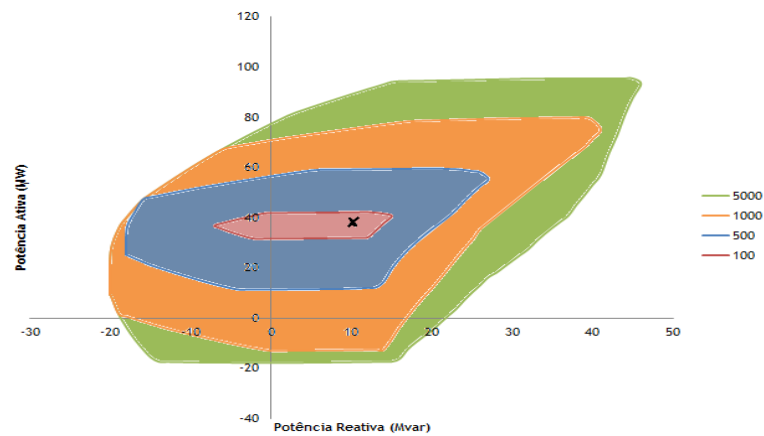


Figura 4.3 - Área de flexibilidade obtida para os diferentes valores do custo de ativação de flexibilidade da rede 1

Da análise da Figura 4.3 é possível verificar que quanto menor for o valor do custo de ativação da flexibilidade definido mais reduzida será a área de flexibilidade obtida, ou seja, menor é a variação possível na potência ativa no barramento de referência. Isto resulta em que os valores obtidos para a margem de variação dos limites mínimos e máximos da potência ativa sejam menores.

## 4.2. Rede 2

### 4.2.1. Descrição da rede

À semelhança do que foi realizado para a rede 1, neste capítulo será realizada uma descrição dos componentes e parâmetros da rede de maiores dimensões antes da aplicação do processo de flexibilidade nesta rede. Esta rede apresenta 210 barramentos e 9 geradores com a particularidade de não serem todos do mesmo tipo, o que vai provocar diferenças na sua representação aquando da implementação da flexibilidade na rede. Os componentes que definem a rede são:

- Linhas
- Barramentos/Carga
- Geração
- Custos

De forma a permitir uma melhor percepção dos resultados obtidos nesta rede e a importância de cada componente acima referido, na Figura 4.4 está representado o esquema da rede 2 utilizado no estudo da flexibilidade.



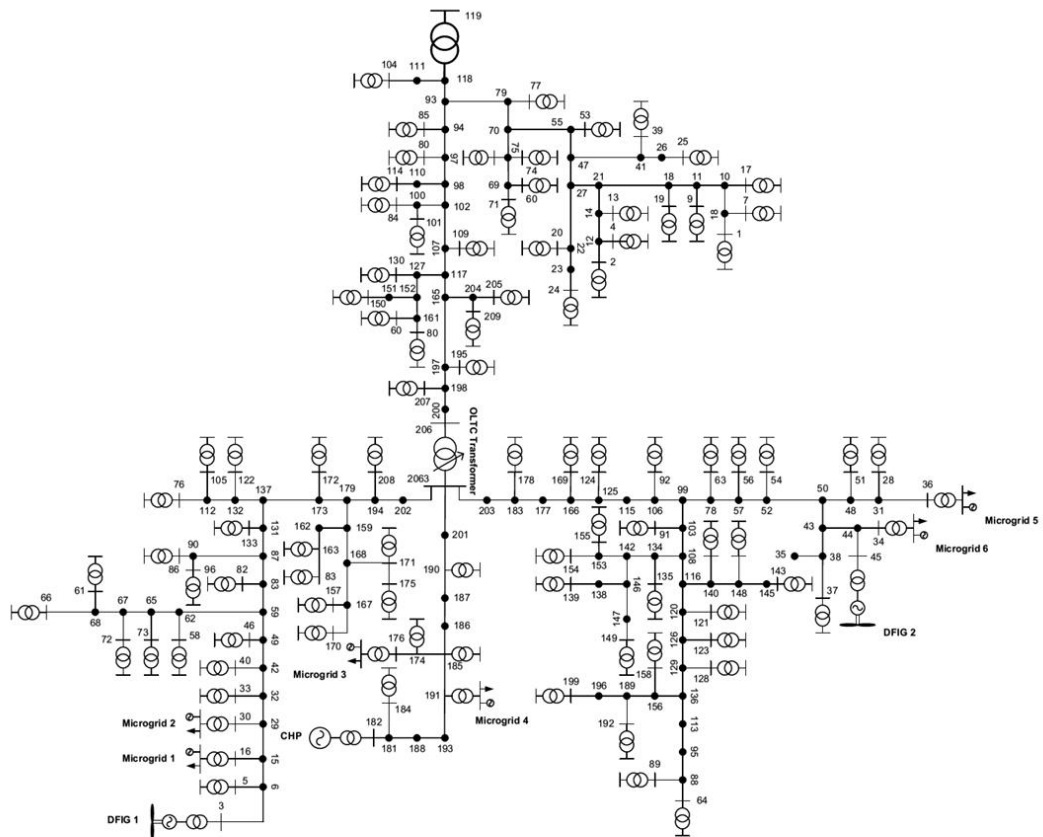


Figura 4.4 - Esquema da rede 2

#### 4.2.1.1. Linhas

Relativamente às linhas de transmissão, estas são caracterizadas através dos seguintes parâmetros:

- Barramento de início da linha
- Barramento de fim da linha
- Resistência (R) (valor em p.u.)
- Reatância (X) (valor em p.u.)
- Susceptância (B) (valor em p.u.)

Na Tabela A.2 estão demonstrados os valores utilizados para os parâmetros que compõem as linhas de transmissão existentes na rede 2.

### 4.2.1.2. Barramentos / Cargas

Os barramentos vão ser definidos recorrendo a quatro parâmetros principais:

- Tipo
- Potência ativa da carga ( $P_L$ )
- Potência reativa da carga ( $Q_L$ )
- Tensão de base

Quanto ao tipo de barramentos estes podem ser PQ, PV ou CR. A potência ativa e reativa presente na classificação de barramentos é relativo às cargas neles presentes e é dado em unidades SI.

Quanto à tensão de base dos barramentos, como é possível verificar na Tabela A.1 presente em anexo, esta vai apresentar diferentes valores em alguns barramentos da rede, o que permite concluir que existe mais que uma área de tensão. Este dado é importante caso seja necessário realizar a conversão da rede de unidades SI para unidades p.u..

### 4.2.1.3. Geração

No que respeita à definição dos geradores é necessário uma atenção especial. Os geradores são especificados tendo em conta os principais parâmetros descritos para a rede de nove nós. A principal diferença ente os dois casos de estudo prende-se na utilização de diferentes tipos de geração. Este fator obriga que os geradores criados para simular a flexibilidade sejam definidos de maneira diferente relativamente aos limites mínimos e máximos da potência ativa e reativa e tensão.

Os geradores utilizados nesta rede são:

- **Geradores Convencionais**, iguais aos utilizados na rede 1.
- **Geradores Eólicos** que apenas injetam potência ativa na rede sendo o valor da potência reativa definido com o valor zero.
- **Compensadores Síncronos** que apenas participam na regulação de tensão.

Na Tabela 4.13 estão demonstrados os geradores inicialmente presentes na rede 2, antes da utilização da flexibilidade, com os valores para a potência ativa e reativa.

Tabela 4.13 - Intervalo da potência ativa e reativa dos geradores antes da introdução da flexibilidade na rede 2

Bus	Geração					
	Pg (MW)			Qg (Mvar)		
	Pmin	P(MW)	Pmax	Qmin	Q (Mvar)	Qmax
GERADORES EÓLICOS						
16	0	0.082	0.082	0	0	0
30	0	0.082	0.082	0	0	0
176	0	0.433	0.433	0	0	0
191	0	0.433	0.433	0	0	0

34	0	0.0173	0.0173	0	0	0
36	0	0.0173	0.0173	0	0	0
GERADORES SÍNCRONOS						
182	0	2	2	-0.4	0	0.8
3	0	1	1	-0.1	0	0.2
45	0	1	1	-0.1	0	0.2

#### 4.2.1.4. Custos

Nesta rede, a definição dos custos de geração são realizados de forma idêntica aos anteriormente utilizados para a rede 1, tendo como principal alteração a definição do barramento de referência. Para se obter a maximização ou minimização da potência ativa no barramento de referência é necessário variar o valor do índice que define a função objetiva enunciada na formulação do problema, capítulo 3.2. O valor deste índice é especificado com o valor -1 no caso de se procurar a maximização dos valores da potência ativa ou +1 no caso de se pretender obter os valores mínimos que definem a potência ativa, no intervalo de variação da potência reativa.

#### 4.2.2. Flexibilidade Considerada

##### 4.2.2.1. Barramentos/Cargas

Para simular a flexibilidade das cargas presentes nos barramentos de consumo e, à semelhança do que foi realizado no caso anterior, foram criados dois geradores por cada carga presente no sistema.

Um dos geradores simula a flexibilidade da carga a subir e o outro gerador simula a flexibilidade da carga a descer .

Na Tabela 4.14 estão definidos os intervalos mínimos e máximos das potências ativas e reativas nos geradores que simulam a flexibilidade das cargas. É definida para esta rede uma flexibilidade de 20% para todas as cargas.

Devido à elevada quantidade de barramentos que a rede 2 apresenta, como é possível verificar pela análise da Tabela A.1, é impossível uma definição realista de todos os intervalos de flexibilidade para as cargas, sendo por isso apenas realizado uma demonstração, com os valores das cargas iniciais, de como são definidos os limites mínimos e máximos da potência ativa e reativa de forma a simular a flexibilidade da rede.

O processo de determinação do intervalo de variação dos geradores que simulam a flexibilidade das cargas é igual. Desta forma, foi possível facilitar este processo através da utilização do programa computacional Matlab, onde se definiu o método de cálculo para uma carga e as restantes são calculadas de igual modo e de forma sequencial.

A aplicação deste processo utilizando outro programa computacional, por exemplo, o PSS/e comparado no capítulo anterior, iria obrigar à definição das variáveis de cada componente de forma manual e provocar que os cálculos tivessem de ser realizados de forma autónoma, tornando assim este processo bastante longo e complexo.

Tabela 4.14 - Flexibilidade das cargas da rede 2

Cargas						
Bus	P (MW)			Q (Mvar)		
	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax		
1	-0.0510	0.064	0.0770	-0.0051	0.0064	0.0077
2	-0.0128	0.016	0.0192	-0.0014	0.0016	0.0019
4	-0.0215	0.0269	0.0323	-0.0023	0.0027	0.0032
5	-0.0455	0.0569	0.0683	-0.0046	0.0057	0.0068

Na Tabela 4.15 e na Tabela 4.16 estão demonstrados os valores definidos para os geradores que simulam as cargas da rede 2, tendo em consideração a flexibilidade a subir e a descer respectivamente. Os valores das potências ativas e reativas geradas não apresentam valor definido de forma a não condicionarem a simulação do OPF.

Tabela 4.15 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a subir das cargas da rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
1	0	0.0130	0	0.0013
2	0	0.0032	0	0.0003
4	0	0.0054	0	0.0005
5	0	0.0114	0	0.0011

Tabela 4.16 - Valores definidos para as potências nos geradores que simulam a flexibilidade a descer das cargas da rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
1	-0.0130	0	-0.0013	0
2	-0.0032	0	-0.0003	0
4	-0.0054	0	-0.0005	0
5	-0.0114	0	-0.0011	0

#### 4.2.2.2. Geração

Seguindo a mesma metodologia utilizada nas cargas, são criados dois geradores para simular a flexibilidade dos grupos geradores presente na rede 2. Na Tabela 4.17 estão demonstrados os intervalos da potência ativa e reativa para os quais os geradores que simulam a flexibilidade vão variar. A flexibilidade definida para todos os geradores presentes nesta rede é de 20%. O barramento de referência desta rede é estudado de forma a comportar-se de forma semelhante ao barramento de interligação entre a rede de transporte e distribuição.

Tabela 4.17 - Flexibilidade da geração da rede 2

Geração							
Bus	Pmin	P (MW)	Pmax	Qmin	Q (Mvar)	Qmax	V (p.u)
GERADORES EÓLICOS							
16	-0.0656	0.082	0.0984	0	0	0	1
30	-0.0656	0.082	0.0984	0	0	0	1
176	-0.3464	0.433	0.5196	0	0	0	1
191	-0.3464	0.433	0.5196	0	0	0	1
34	-0.01384	0.0173	0.0208	0	0	0	1
36	-0.01384	0.0173	0.0208	0	0	0	1
GERADORES SÍNCRONOS							
182	1.6	2	2.4	-0.4	-0.1467	0.8	1.02
3	0.8	1	1.2	-0.1	-0.0129	0.2	1.03
45	0.8	1	1.2	-1	-0.0662	0.2	1.025

Como é possível verificar pela análise da tabela anterior, os barramentos onde apenas se encontra presente geração eólica apresentam valores nulos para a potência reativa tendo em conta que este tipo de geração não permite a injeção ou absorção de potência reativa da rede, não participando, por isso, na regulação de tensão desta.

Na Tabela 4.18 e na Tabela 4.19 estão demonstrados os valores definidos para os geradores que simulam a flexibilidade dos geradores eólicos através de flexibilidade a subir e a descer.

Tabela 4.18 - Valores definidos para as potências nos geradores eólicos que simulam a flexibilidade a subir da geração da rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
16	0	0.0164	0	0
30	0	0.0164	0	0
176	0	0.0866	0	0
191	0	0.0866	0	0
34	0	0.00346	0	0
36	0	0.00346	0	0

Tabela 4.19 - Valores definidos para as potências nos geradores eólicos que simulam a flexibilidade a descer da geração da rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
16	-0.0164	0	0	0
30	-0.0164	0	0	0
176	-0.0866	0	0	0
191	-0.0866	0	0	0
34	-0.00346	0	0	0
36	-0.00346	0	0	0

Relativamente aos barramentos que já contêm geradores síncronos, que irão participar na regulação de tensão, é necessário obrigar que os valores dos limites para a potência ativa e reativa sejam definidos como valores fixos de forma a que potência fornecida à rede seja constante.

Tabela 4.20 - Intervalo de variação da potência ativa e reativa dos geradores da rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
3	-0.4	0.4	0.2533	0.9467
45	-0.2	0.2	0.0871	0.2129
182	-0.2	0.2	0.0338	0.2662

Nos geradores que irão simular a flexibilidade, geradores síncronos, os limites impostos à potência reativa são calculados pela diferença entre os valores dos limites presentes na Tabela 4.21 e os valores definidos na Tabela 4.17 para os geradores presentes na rede.

Para definir os limites da potência ativa utilizam-se os valores presentes na Tabela 4.17 relativos a geração presente na rede multiplicado pelo valor da flexibilidade definida.

Tabela 4.21 - Limites impostos às potências para os geradores síncronos presentes na rede 2

Bus	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
3	0	1	-0.1	0.2
45	0	1	-0.1	0.2
182	0	2	-0.4	0.8

Da análise das tabelas anteriores, verifica-se que os valores da potência reativa dos geradores síncronos se encontram fora dos limites definidos como aceitáveis. De forma a corrigir estes devios, é necessário recorrer ao aumento da tensão em cada gerador. A variação de tensão permite o controlo do valor da potência reativa, de forma a obrigar que os valores da potência reativa se encontrem dentro dos limites impostos.

#### 4.2.2.3. Custos

Para representar o custo de geração para esta rede, e à semelhança do que foi realizado para a rede 1, é necessário definir dois tipos de custos associados ao sistema:

- Custos de flexibilidade dos geradores
- Custos de ativação da flexibilidade

Os custos de flexibilidade dos geradores tem como objetivo impor um custo sobre as potências ativas e reativas geradas por todos os geradores que simulam a flexibilidade.

Os valores definidos para os custos de flexibilidade foram de:

- 20€/MWh para a potência ativa
- 15€/Mvarh para a potência reativa

Foi necessário, como descrito na metodologia utilizada, definir valores negativos de custo para os geradores que simulem a flexibilidade e que estejam a funcionar com flexibilidade a descer.

Outro fator importante na definição dos custos de flexibilidade é obrigar a definir com valor nulo os geradores existentes inicialmente no sistema, antes da introdução da flexibilidade.

Na Tabela 4.22 é possível verificar quais os barramentos onde estão presentes os geradores definidos com valores nulos, ou seja, geradores presentes na rede 2.

Tabela 4.22 - Barramentos onde se encontravam geradores antes da introdução da flexibilidade da rede 2

Bus	16	30	34	36	45	119	176	182	191
-----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----

Relativamente aos custos de ativação de flexibilidade foram definidos os seguintes valores de custo com o objectivo de construir as diferentes curvas de flexibilidade. Estes valores são utilizados de forma sequencial e estão demonstrados na Tabela 4.23.

Tabela 4.23 - Sequência dos custos de ativação de flexibilidade utilizados na rede 2

50 → 20 → 10 → 5 → 2
----------------------

### 4.2.3. Resultados Obtidos

Para esta rede, foi necessário encontrar o intervalo de valores onde a potência reativa no barramento de referência converge, de forma a ser possível obter os respetivos limites mínimos e máximos da potência ativa.

Para este caso, o gerador presente no barramento de referência apresenta um intervalo de variação para a potência reativa dado por:

$$Q_{flex} = [-0.8 : 0.8] Mvar \quad (4.2)$$

De forma a tornar as curvas de flexibilidade mais perceptíveis à medida que se aproximam do ponto central de funcionamento da rede, e como o incremento é realizado com valores decimais, é utilizada a seguinte expressão de modo a definir o passo (incremento) computacional da potência reativa para realizar as respetivas simulações através do OPF. O valor presente no denominador da equação 4.3 tem como função definir o valor do passo constante, permitindo ao mesmo tempo realizar um número de iterações suficientemente grande para que a definição das áreas de flexibilidade sejam perceptíveis. Caso o valor do passo fosse demasiado elevado poderiam ser obtidos valores divergentes para a potência ativa, para valores de potência reativa sequenciais, provocando um o aparecimento de retas aquando da construção das áreas de flexibilidade desta rede.

$$passo = \frac{(Q_{max} - Q_{min})}{50} (Mvar) \quad (4.3)$$

Os valores utilizados para definir  $Q_{max}$  e  $Q_{min}$  são inicialmente os valores máximos e mínimos, respetivamente, do intervalo da potência reativa demonstrado na equação 4.2. Os valores da potência ativa e reativa estão co-relacionados, ou seja, a cada valor de potência reativa corresponde um valor de potência ativa calculado através da simulação em Matlab para o primeiro valor do custo de ativação de flexibilidade dado na tabela 4.23. Na definição dos novos limites de potência reativa, para o custo de ativação de flexibilidade seguinte, estes serão estabelecidos dependendo da flexibilidade encontrada para a potência ativa após simulação. Significa isto que, os valores mínimos e máximos da potência reativa onde ocorreu flexibilidade da potência ativa, diferente de zero, definem os novos valores a serem utilizados na equação 4.3.

Na Figura 4.5 é possível verificar os resultados obtidos das curvas de flexibilidade com diferentes valores de custo de ativação de flexibilidade definidos.

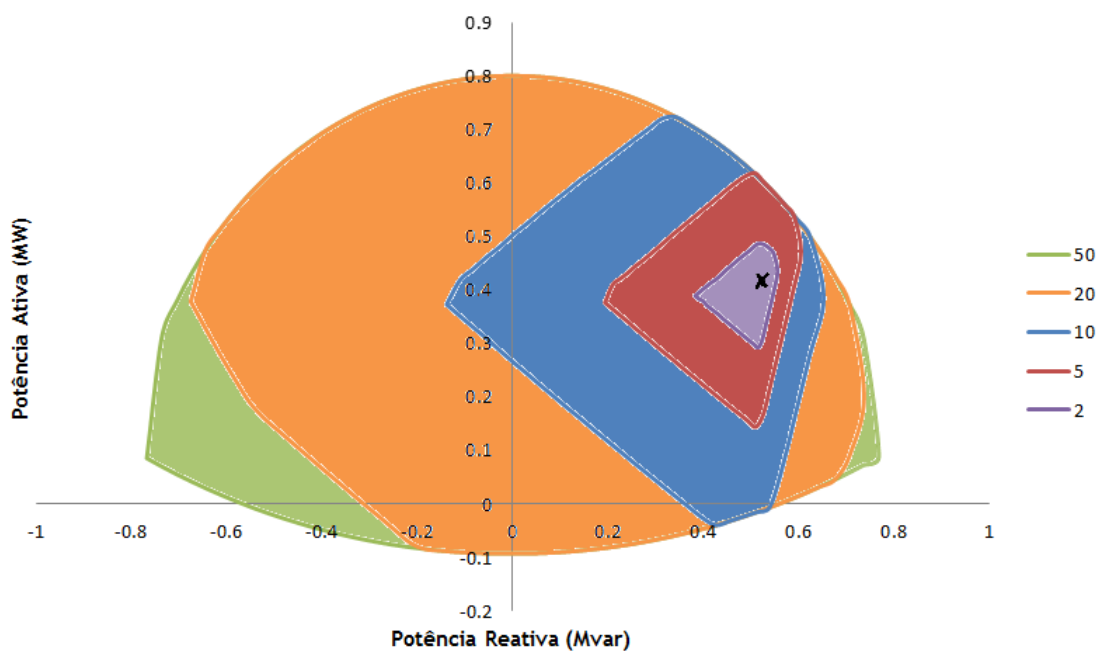


Figura 4.5 - Área de flexibilidade obtida para os diferentes valores do custo de ativação de flexibilidade na rede 2

Da análise da Figura 4.5 é possível verificar que, quando se reduz o valor do custo de ativação de flexibilidade, as áreas obtidas que relacionam a potência ativa com a potência reativa vão sendo cada vez menores. Este facto ocorre pois, quanto menor for o valor ao qual o operador da rede de distribuição está disponível pagar para ativar a flexibilidade da geração e/ou cargas, menor será a margem de variação da potência ativa que este poderá solicitar ao operador da rede de transporte no barramento de interligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição. O ponto de funcionamento atual da rede 2 encontra-se no interior da área de flexibilidade com menor custo de ativação da flexibilidade e está demonstrado na figura anterior.

Ao realizar uma análise entre as áreas de flexibilidade obtidas para a rede 1 e as áreas de flexibilidade obtidas para a rede 2 é possível verificar que o intervalo de variação para a potência ativa e reativa é substancialmente superior na rede 1.





# Capítulo 5

## Conclusões e Trabalhos Futuros

### 5.1. Conclusões

O desenvolvimento desta dissertação pretendeu caracterizar a flexibilidade na interligação entre a rede de transporte e distribuição considerando os recursos de flexibilidade da geração e cargas do lado da rede de distribuição.

As simulações efetuadas durante a presente dissertação permitiram obter a margem de variação do trânsito de potência ativa e reativa que é possível realizar no barramento entre redes, com um valor definido para a flexibilidade a subir e a descer nas unidade de geração e carga presentes na rede de distribuição. Pelos resultados obtidos graficamente, foi possível verificar que, para redes de maiores dimensões e complexidade, as margens de variação das potências apresentam intervalos inferiores.

Foi também possível verificar que a flexibilidade obtida para o barramento de interligação entre redes é inferior à flexibilidade definida para a rede de distribuição. Isto ocorre devido aos limites impostos ao trânsito de potências nas linhas de transmissão do sistema e aos limites estipulados para as tensões nos barramentos. O aumento da flexibilidade por parte das unidades de geração e cargas presentes na rede de distribuição, que podem estar sujeitas a flexibilidade em caso de necessidade por parte do operador da rede, não pode ser realizada de forma arbitrária, isto é, é necessário verificar se as linhas de transmissão da rede apresentam condições de suportar o aumento do fluxo de potência e se, em caso de necessidade do aumento de produção ou abaixamento deste não provoca desníveis nas tensões no barramento onde se encontram ligados e entre barramentos. No caso do surgimento de desníveis de tensão que ultrapassem os limites estipulados o sistema pode entrar em desequilíbrio.

Por fim, um ponto importante que foi possível concluir após a realização das simulações é o de que as áreas de flexibilidade são maiores à medida que aumenta o custo de ativação de flexibilidade. Este custo de ativação de flexibilidade reflete o custo total que o operador do sistema está disposto a pagar para que as unidades de geração e carga presentes na rede de distribuição aumentem ou diminuam o seu valor além do que se encontram a fornecer ou consumir em regime normal de operação da rede, respetivamente.

## 5.2. Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros existem algumas melhorias que podem ser adicionadas a este método de forma a torná-lo mais abrangente, ou seja, poder ser aplicado a qualquer rede independentemente do número de geradores e cargas que apresente, da dimensão e complexidade dos diversos componentes e da topologia que a rede apresente (emalhada ou radial). Estas melhorias podem ser realizadas através da:

- Possibilidade de realizar o estudo incluindo os transformadores. A inclusão dos transformadores no estudo da flexibilidade permite a variação do rácio destes e possibilita que a análise da rede seja realizada de diferentes formas com alterações nos fluxos de potência das linhas e barramentos.
- Aplicação de mais do que uma ligação à rede de transporte, ou seja, ao invés de apenas se realizar o estudo para uma entrada, rede de transporte, e uma saída, rede de distribuição, existirem mais pontos de ligação do lado do secundário do barramento de interligação das redes e permitir que redes isoladas ou integradas com a rede de distribuição também possam ser incorporadas no estudo tornando o sistema mais real e complexo.

# Anexo A

## A.1. Parâmetros dos barramentos da rede 2

Tabela A.1 - Valores que definem os parâmetros dos barramentos da rede 2

bus	tipo	Pd	Qd	basekV	bus	tipo	Pd	Qd	basekV
1	1	0.064	0.0064	30	106	1	0	0	15
2	1	0.016	0.0016	30	107	1	0	0	30
3	1	0	0	15	108	1	0	0	15
4	1	0.02696	0.002696	30	109	1	0.026	0.0026	30
5	1	0.056979	0.005698	15	110	1	0	0	30
6	1	0	0	15	111	1	0	0	30
7	1	0.03504	0.003504	30	112	1	0	0	15
8	1	0	0	30	113	1	0	0	15
9	1	0.02896	0.002896	30	114	1	0.468	0.0468	30
10	1	0	0	30	115	1	0	0	15
11	1	0	0	30	116	1	0	0	15
12	1	0	0	30	117	1	0	0	30
13	1	0.02496	0.002496	30	118	1	0	0	30
14	1	0	0	30	119	3	0	0	30
15	1	0	0	15	120	1	0	0	15
16	1	0.07392	0.00736	15	121	1	0.04096	0.004096	15
17	1	0.00896	0.000896	30	122	1	0.02096	0.002096	15
18	1	0	0	30	123	1	0.052	0.0052	15
19	1	0.002	0.0002	30	124	1	0.056	0.0056	15
20	1	0.42896	0.042896	30	125	1	0	0	15
21	1	0	0	30	126	1	0	0	15
22	1	0	0	30	127	1	0	0	30
23	1	0	0	30	128	1	0.042	0.0042	15
24	1	0.03296	0.003296	30	129	1	0	0	15
25	1	0.156	0.0156	30	130	1	0.01504	0.001504	30
26	1	0	0	30	131	1	0	0	15
27	1	0	0	30	132	1	0	0	15
28	1	0.00696	0.000696	15	133	1	0.03296	0.003296	15
29	1	0	0	15	134	1	0	0	15
30	1	0.07392	0.007392	15	135	1	0.002	0.0002	15

31	1	0	0	15	136	1	0	0	15
32	1	0	0	15	137	1	0	0	15
33	1	0.03696	0.003696	15	138	1	0	0	15
34	1	0.03024	0.003024	15	139	1	0.25	0.025	15
35	1	0	0	15	140	1	0	0	15
36	1	0.03024	0.003024	15	141	1	0.03	0.003	15
37	1	0.005529	0.000553	15	142	1	0	0	15
38	1	0	0	15	143	1	0.008	0.0008	15
39	1	0.00304	0.000304	30	144	1	0.01	0.001	15
40	1	0.02096	0.002096	15	145	1	0	0	15
41	1	0	0	30	146	1	0	0	15
42	1	0	0	15	147	1	0	0	15
43	1	0	0	15	148	1	0	0	15
44	1	0	0	15	149	1	0.016	0.0016	15
45	1	0.012	0.0012	15	150	1	0.14096	0.014096	30
46	1	0.028	0.0028	15	151	1	0	0	30
47	1	0	0	30	152	1	0	0	30
48	1	0	0	15	153	1	0	0	15
49	1	0	0	15	154	1	0.03104	0.003104	15
50	1	0	0	15	155	1	0	0	15
51	1	0.00304	0.000304	15	156	1	0	0	15
52	1	0	0	15	157	1	0.038	0.0038	15
53	1	0.036	0.0036	30	158	1	0.022	0.0022	15
54	1	0.08896	0.008896	15	159	1	0	0	15
55	1	0	0	30	160	1	0.00496	0.000496	30
56	1	0.06496	0.006496	15	161	1	0	0	30
57	1	0	0	15	162	1	0	0	15
58	1	0.03104	0.003104	15	163	1	0.004	0.0004	15
59	1	0	0	15	164	1	0.02296	0.002296	15
60	1	0.01696	0.001696	30	165	1	0	0	30
61	1	0.067339	0.006734	15	166	1	0	0	15
62	1	0	0	15	167	1	0	0	15
63	1	0.07496	0.007496	15	168	1	0	0	15
64	1	0.002072	0.000207	15	169	1	0.006	0.0006	15
65	1	0	0	15	170	1	0.02096	0.002096	15
66	1	0.10896	0.010896	15	171	1	0.04	0.004	15
67	1	0	0	15	172	1	0.00696	0.000696	15
68	1	0	0	15	173	1	0	0	15
69	1	0	0	30	174	1	0.128	0.0128	15
70	1	0	0	30	175	1	0.05696	0.005696	15
71	1	0.07096	0.007096	30	176	1	0.36288	0.036288	15
72	1	0.016576	0.001658	15	177	1	0	0	15
73	1	0.00696	0.000696	15	178	1	0.036	0.0036	15
74	1	0.06496	0.006496	30	179	1	0	0	15

75	1	0	0	30	180	1	0.01696	0.001696	30
76	1	0.01896	0.001896	15	181	1	0	0	15
77	1	0.022	0.0022	30	182	1	0.026	0.0026	15
78	1	0	0	15	183	1	0	0	15
79	1	0	0	30	184	1	0.03104	0.003104	15
80	1	0.02	0.002	30	185	1	0.08696	0.008696	15
81	1	0.04704	0.004704	30	186	1	0	0	15
82	1	0.052	0.0052	15	187	1	0	0	15
83	1	0	0	15	188	1	0	0	15
84	1	0.00096	0.000096	30	189	1	0	0	15
85	1	0.02696	0.002696	30	190	1	0.322	0.0322	15
86	1	0.00696	0.000696	15	191	1	0.36288	0.036288	15
87	1	0	0	15	192	1	0.01296	0.001296	15
88	1	0	0	15	193	1	0	0	15
89	1	0.00696	0.000696	15	194	1	0	0	15
90	1	0	0	15	195	1	0.00496	0.000496	30
91	1	0.108	0.0108	15	196	1	0	0	15
92	1	0.06496	0.006496	15	197	1	0	0	30
93	1	0	0	30	198	1	0	0	30
94	1	0	0	30	199	1	0.026366	0.002637	15
95	1	0	0	15	200	1	0	0	30
96	1	0.03296	0.003296	15	201	1	0	0	15
97	1	0	0	30	202	1	0	0	15
98	1	0	0	30	203	1	0	0	15
99	1	0	0	15	204	1	0	0	30
100	1	0	0	30	205	1	0.11	0.011	30
101	1	0.01504	0.001504	30	206	1	0	0	15
102	1	0	0	30	207	1	0.02096	0.002096	30
103	1	0	0	15	208	1	0.016	0.0016	15
104	1	0	0	30	209	1	0.02096	0.002096	30
105	1	0.024	0.0024	15	2063	1	1	0	30

## A.2. Parâmetros das linhas da rede 2

Tabela A.2 - Valores dos parâmetros que definem as linhas da rede 2

fbus	tbus	R	X	B	fbus	tbus	R	X	B
1	8	0.20466	0.11032	7.00E-05	105	112	0.29015	0.07386	0
2	12	0.12677	0.06833	4.00E-05	106	115	0.30374	0.16372	1.00E-05
3	6	0.14147	0.07626	0	107	117	0.08802	0.0648	4.00E-05
4	12	0.18143	0.0978	6.00E-05	108	116	0.84088	0.45326	2.00E-05
5	6	0.20684	0.06987	0	108	134	1.22494	0.31181	1.00E-05
6	15	0.21704	0.19843	1.00E-05	110	114	0.00012	9.00E-05	0
7	8	0.00551	0.00186	0	111	118	0.07538	0.03208	2.00E-05
8	10	0.06758	0.02283	1.00E-05	112	132	1.35143	0.34401	1.00E-05
9	11	0.05531	0.02981	2.00E-05	113	136	1.00064	0.53937	2.00E-05
10	11	0.03963	0.01339	1.00E-05	115	125	0.40964	0.22081	1.00E-05
10	17	0.05181	0.02793	2.00E-05	116	120	0.55144	0.29724	1.00E-05
11	18	0.14618	0.04938	3.00E-05	116	140	0.81829	0.27641	1.00E-05
12	14	0.0268	0.01445	1.00E-05	117	127	0.09776	0.03302	2.00E-05
13	14	0.00131	0.00044	0	117	165	0.29891	0.22004	0.00014
14	21	0.07935	0.04277	3.00E-05	118	119	0.04871	0.03585	2.00E-05
15	16	0.00682	0.00368	0	120	121	0.00643	0.00164	0
15	29	0.44081	0.40302	2.00E-05	120	126	0.29643	0.15978	1.00E-05
18	19	0.07504	0.04045	2.00E-05	122	132	0.24559	0.13238	0
18	21	0.07795	0.02633	2.00E-05	123	126	0.05425	0.02924	0
20	22	0.04157	0.01769	1.00E-05	124	125	0.01575	0.00532	0
21	27	0.14618	0.04938	3.00E-05	125	166	0.74554	0.40186	1.00E-05
22	23	0.10899	0.02774	2.00E-05	126	129	0.3266	0.08314	0
22	27	0.14238	0.06059	4.00E-05	127	130	0.02257	0.00762	0
23	24	0.0963	0.02451	1.00E-05	127	152	0.19827	0.06697	4.00E-05
25	26	0.00011	4.00E-05	0	128	129	0.14434	0.04876	0
26	41	0.21832	0.11768	7.00E-05	129	136	0.19184	0.04883	0
27	47	0.34953	0.14873	9.00E-05	131	133	0.00884	0.00476	0
28	31	0.19296	0.10401	0	131	137	0.12234	0.11185	0
29	30	0.10493	0.05656	0	132	137	0.36948	0.09405	0
29	32	0.09475	0.08663	0	134	135	0.06246	0.0211	0
31	36	0.38226	0.20605	1.00E-05	134	142	0.35305	0.08987	0
31	48	1.12407	0.6059	2.00E-05	136	156	0.97439	0.24803	1.00E-05
32	33	0.08354	0.04503	0	137	173	0.62798	0.57414	2.00E-05

32	42	0.17402	0.1591	1.00E-05	138	139	0.00884	0.00171	1.00E-05
34	44	0.20605	0.11107	0	138	146	0.20596	0.11102	0
35	38	0.04483	0.02416	0	140	148	0.21258	0.07181	0
37	38	0.14531	0.03621	0	140	154	0.43093	0.14556	1.00E-05
38	43	0.10391	0.05601	0	141	148	0.18004	0.06081	0
39	41	0.0314	0.00799	0	142	146	0.12864	0.03275	0
40	42	0.0039	0.0021	0	142	153	0.32778	0.17668	1.00E-05
41	47	0.2609	0.06641	4.00E-05	143	145	0.03327	0.01124	0
42	49	0.42224	0.38604	2.00E-05	144	162	0.76684	0.1952	1.00E-05
43	44	0.38599	0.13038	0	145	148	0.03182	0.01075	0
43	50	0.49897	0.26896	1.00E-05	146	147	0.0486	0.01237	0
44	45	0.34691	0.11718	0	147	149	0.00652	0.00368	0
46	49	0.22593	0.12178	0	150	151	0.00404	0.00091	3.00E-05
47	55	0.20673	0.08797	5.00E-05	151	152	0.03031	0.01024	1.00E-05
48	50	0.58404	0.31481	1.00E-05	152	161	0.07033	0.02376	1.00E-05
48	51	0.24614	0.13268	0	153	155	0.1286	0.04344	0
49	59	0.37639	0.34412	1.00E-05	153	164	0.22707	0.1224	0
50	52	0.06627	0.03572	0	156	158	0.42556	0.22939	1.00E-05
52	54	0.14277	0.04822	0	156	189	1.15133	0.29307	1.00E-05
52	57	0.28552	0.1539	1.00E-05	157	167	0.22837	0.1231	0
53	55	0.09884	0.05328	3.00E-05	159	162	0.0523	0.02819	0
55	70	0.1623	0.06906	4.00E-05	159	168	0.26014	0.06622	0
56	57	0.25247	0.08528	0	159	179	0.36286	0.19559	1.00E-05
57	78	0.47938	0.2584	1.00E-05	160	161	0.00131	0.00044	0
58	62	0.19621	0.10576	0	161	180	0.10655	0.03599	2.00E-05
59	62	0.14746	0.07949	0	162	163	0.03411	0.01839	0
59	83	0.26475	0.24205	1.00E-05	165	197	0.12097	0.08905	6.00E-05
60	69	0.09965	0.05371	3.00E-05	165	204	0.16803	0.09057	5.00E-05
61	68	0.18029	0.09718	0	166	169	0.01995	0.00674	0
62	65	0.17876	0.09636	0	166	177	0.14716	0.07932	0
63	78	1.00339	0.25541	1.00E-05	167	168	0.27106	0.09156	0
64	88	0.50419	0.27177	1.00E-05	167	170	0.02958	0.00999	0
65	67	0.12297	0.06629	0	168	171	0.23227	0.05912	0
65	73	0.27714	0.09361	0	171	175	0.05852	0.01026	4.00E-05
66	68	0.21733	0.11714	0	172	173	0.07138	0.02411	0
67	68	0.05699	0.03072	0	173	179	0.06652	0.06082	0
67	72	0.07894	0.04255	0	174	176	0.07064	0.02209	9.00E-05



69	71	0.00666	0.00359	0	174	185	0.12671	0.02624	8.00E-05
69	75	0.06879	0.03708	2.00E-05	175	176	0.01297	0.00406	2.00E-05
70	75	0.03785	0.0204	1.00E-05	176	182	0.07297	0.01279	5.00E-05
70	79	0.0618	0.0263	2.00E-05	177	183	0.06335	0.03415	0
74	75	0.01762	0.0095	1.00E-05	178	183	0.03359	0.01135	0
75	81	0.0324	0.01747	1.00E-05	179	194	0.11421	0.10442	0
76	112	1.63373	0.41586	1.00E-05	181	184	0.02224	0.00695	3.00E-05
77	79	0.00374	0.00201	0	181	188	0.09305	0.00827	2.00E-05
78	99	0.4483	0.24164	1.00E-05	182	184	0.03409	0.01066	4.00E-05
79	93	0.14065	0.05985	4.00E-05	183	203	0.60812	0.32779	1.00E-05
80	97	0.08659	0.04667	3.00E-05	185	186	0.01927	0.00431	2.00E-05
82	83	0.59529	0.32088	1.00E-05	185	191	0.06311	0.01225	4.00E-05
83	87	0.09795	0.08955	0	186	187	0.00317	0.00066	0
84	100	0.0817	4.40E-02	0	187	190	0.03767	0.00843	4.00E-05
85	94	0.05774	0.03112	2.00E-05	188	193	0.18639	0.02421	8.00E-05
86	90	0.05282	0.02847	0	189	192	0.07147	0.01819	0
87	90	0.12844	0.06923	0	189	196	0.28764	0.09716	0
87	131	0.65069	0.59491	2.00E-05	190	201	0.4383	0.23626	1.00E-05
88	89	0.00409	0.00221	0	191	193	0.01112	0.00249	1.00E-05
88	95	0.12583	0.06783	0	194	202	0.20906	0.19113	1.00E-05
90	96	0.22143	0.11936	0	194	208	0.99573	0.24813	1.00E-05
91	103	0.46382	0.11806	0	195	197	0.00081	0.00044	0
92	106	0.55533	0.18758	1.00E-05	196	199	0.12117	0.02351	7.00E-05
93	94	0.06812	0.05014	3.00E-05	197	198	0.00559	0.00412	0
93	118	0.29046	0.21382	0.00013	198	200	0.04726	0.03479	2.00E-05
94	97	0.06368	0.04688	3.00E-05	198	207	0.09892	0.05332	3.00E-05
95	113	0.32087	0.17295	1.00E-05	200	2063	0.03857	0.02839	2.00E-05
97	98	0.00347	0.00256	0	201	206	0.01024	0.0032	1.00E-05
98	102	0.15296	0.1126	7.00E-05	202	206	0.0098	0.00307	1.00E-05
98	110	0.08907	0.0379	2.00E-05	203	206	0.00721	0.00225	1.00E-05
99	103	0.48533	0.2616	1.00E-05	204	205	0.00333	0.00179	0
99	106	0.23129	0.12467	0	204	209	0.04978	0.02683	2.00E-05
100	101	0.00144	0.00049	0	206	2063	0	1.158	0
100	102	0.00828	0.00447	0	206	2063	0	1.158	0
102	107	0.04855	0.03574	2.00E-05					
103	108	0.30991	0.16705	1.00E-05					
104	111	0.01708	0.00617	0.00023					

# Referências

- [1] H.M. Khodr, J.F. Gómez, L. Barnique, J.H. Vivas, P. Paiva, J.M. Yusta, and A.J. Urdaneta, "A linear programming methodology for the optimization of electric power-generation schemes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 864-869, 2002.
- [2] C. Krane and H.J. Haubrich, "Evaluation of the network structure of electrical transmission networks," *2008 Third Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, no. April, pp. 815-819, 2008.
- [3] H.S. H. Sun and B.Z. B. Zhang, "Distributed power flow calculation for whole networks including transmission and distribution," *2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1-6, 2008.
- [4] D. Karlsson and M. Kockott, "Advanced Oltc Control To Counteract Power System Voltage Instability," *ABB Power Technol. Autom.*, no. 2006, pp. 1-8.
- [5] F.M.T.C. Gil, "Detecção de Defeitos em Redes de Distribuição Secundária," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [6] P. Gerardo e M. Fernandes, "Modelização e análise de desempenho de redes de distribuição mistas," 2012.
- [7] D.M.B. Matos and J.P.S. Catalão, "Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica : Parte 1," pp. 7-12, 2013.
- [8] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, and W. Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 4, pp. 302-314, 2010.
- [9] A.P.V.Calderaro, V. Galdi, F. Lamberti, "Coordinated local reactive power control in smart distribution grids for voltage regulation using sensitivity method to maximize active power," 2013.
- [10] A.G. Madureira and J.A.Peças Lopes, "Voltage and reactive power control in MV networks integrating microgrids," *Proc. ICREPQ*, vol. 7, 2007.
- [11] J. Driesen, "The influence of the connection technology of dispersed energy sources on grid stability," pp. 0-3, 2004.
- [12] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, "A review on distributed energy resources and MicroGrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 9, pp. 2465-2476, 2008.

- [13] D.S.E. Elétrica, “Guia de Aplicação das Condições Técnicas de Ligação às Redes de Distribuição das Instalações de Produção de Energia Elétrica em Regime Especial”, 2002.
- [14] GEPOC. “Eletrônica de Potência”, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, 2001-2012, disponível em: <http://coral.ufsm.br/gepocufsm/index.php/areas-de-atuacao/menu-eletronica-de-potencia> [Acedido: Agosto 2015]
- [15] J.A. Momoh, “Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control,” *2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1-8, 2009.
- [16] R.E. Brown, “Impact of Smart Grid on Distribution System design,” *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, 2008.
- [17] M.E. Elkhatib and M.H. Ahmed, “Optimal Real-Time Coordinated Voltage and Reactive Power Control in Smart Grids,” pp. 1-6, 2014.
- [18] X. Lou, D.K.Y. Yau, H.H. Nguyen, and B. Chen, “Profit-optimal and stability-aware load curtailment in smart grids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1411-1420, 2013.
- [19] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O’Malley, “The role of power system flexibility in generation planning,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2011.
- [20] D. Kirschen and Y. Rebours, “What is spinning reserve?,” *Framework*, pp. 1-11, 2005.
- [21] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva, and M. Matos, “Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation,” *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, vol. 3, no. 2, pp. 156-178, 2014.
- [22] F. Manuel e M. Moreira, “Caracterização da Variabilidade da Produção Renovável e da Flexibilidade da Produção Convencional,” 2014.
- [23] M.A. Ortega-Vazquez and D.S. Kirschen, “Should the spinning reserve procurement in systems with wind power generation be deterministic or probabilistic?,” *Sustain. Power Gener. Supply, 2009. SUPERGEN '09. Int. Conf.*, pp. 1-9, 2009.
- [24] A. Ulbig and G. Andersson, “Analyzing Operational Flexibility of Electric Power Systems,” *arXiv Prepr.*, p. arXiv:1312.7618v2, 2014.
- [25] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl, “Demand dispatch,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 3, pp. 20-29, 2010.
- [26] E. Ela, B. Kirby, E. Lannoye, M. Milligan, D. Flynn, B. Zavadil, and M. O’Malley, “Operating Reserve Determination Evolution in Wind Power Integration Studies,” *Power Energy Soc. Gen. Meet. 2010*, no. March 2011, pp. 1-8, 2010.
- [27] B.K. Sovacool and R.F. Hirsh, “Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 1095-1103, 2009.